

Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español.

Bernardino Couñago Lorenzo¹

Ramón Barturen Antépara²

Ignacio Díaz Huerta³

¹ Tecnalia

Parque Tecnológico E 202, 48170
Zamudio (Vizcaya) España
bernardino.counago@tecnalia.com
bernardinocounago@gmail.com

² Construcciones Navales del Norte CNN

Ribera de la Ría s/n 48910
Sestao (Vizcaya) España
rbarturen@lanaval.es
ramonbarturen@gmail.com

³ UNINAVE

C/ Cardenal Herrera Oria, 57, 28034
Madrid (España)
idhuerta@uninave.es
ignaciodyhuerta@gmail.com

RESUMEN

El objetivo del trabajo es analizar, desde un punto de vista financiero, las diversas soluciones técnicas para un emplazamiento “tipo” en aguas profundas en el litoral español. Se examinará exhaustivamente los elementos que intervienen en el diseño, construcción, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento de dicha infraestructura, optando por aquellas soluciones que se estimen óptimas tanto técnica como económicamente. Además se analizarán todos aquellos aspectos referentes a los buques necesarios para dar el soporte logístico al parque. Para ello se plantearán diversos escenarios, considerando buques de nueva construcción, transformación de buques y buques fletados bajo las distintas modalidades de flete, estudiando el impacto que representan las distintas opciones en la totalidad de los costes y de esta forma poder definir la viabilidad del parque.

ABSTRACT

The goal of this paper is to analyze, from a financial point of view, several technique solutions for a deep water standard location in Spanish littoral. All the elements concerning to design, build, installation, operation, maintenance and dismantle of the offshore wind mill farm will be examined deeply, focusing on those optimum solutions as technically as financially way. Besides we will take into account those aspects refer to different vessels in order to offer the offshore logistic support. Several scenarios will be raised, considering new vessel, conversion vessel and charter vessel, studying their impacts in all costs and enabling to define the offshore wind mill farm viability.

Índice.

RESUMEN	1
ABSTRACT	1
Índice de figuras	3
Índice de tablas	3
1. Caracterización del parque: Hipótesis de partida	4
1.1 Estudio del emplazamiento seleccionado.	4
1.2 Normativa y legislación aplicable.	6
1.3 Análisis y selección de plataformas soporte de los aerogeneradores.....	7
1.3.1 Criterios de selección.....	7
1.3.2 Plataforma modelo.....	8
1.4 Análisis y selección del sistema de fondeo.	12
1.4.1 Análisis comparativo del anclaje y el sistema de fondeo.....	12
1.4.2 Resumen de los criterios de comparación de los anclajes y sistemas de fondeo.....	13
1.4.3 Definición del sistema de fondeo y disposición general del parque.....	14
1.5 Sistema de conexión y transporte eléctrico	16
1.5.1 Elementos del sistema de conexión del parque.....	16
1.5.2 Evacuación de energía eléctrica.....	16
1.5.3 Criterios de evaluación y elección del sistema de transporte.....	17
1.6 Ciclo de vida del proyecto.	18
1.6.1 Estrategia de instalación.....	18
1.6.2 Estrategia de mantenimiento.....	23
1.6.3 Caracterización de buques involucrados	24
1.7 Estrategia de desmantelamiento.....	26
2. Estudio económico y de viabilidad.....	26
2.1 Clasificación de los costes.....	26
2.2 Aspecto económico y financiero de la Transformación del Buque de Apoyo.....	30
2.3 Financiación del parque	32
3. Conclusiones	34
3.1 Ámbito Técnico.....	34
3.1.1 Consideraciones técnicas y medioambientales.....	34
3.2 Ámbito económico-financiero	35
3.3 Conclusiones Globales del proyecto	38
4. Agradecimientos a empresas y colaboradores.....	40
Bibliografía	41

Índice de figuras.

Figura 1. Rosa de vientos y mapa eólico marino gallego. Ver [2] e IDAE	4
Figura 2. Carta náutica de las islas Sisargas a cabo Villano	5
Figura 3. Tres conceptos de plataformas flotantes: Semi sumergible, TLP, Spar.....	7
Figura 4. Diagrama del proceso de dimensionamiento	9
Figura 5. Vista general de la plataforma semisumergible con el aerogenerador montado.....	10
Figura 6. Ángulo de escora y recuperación de la posición adrizada.	11
Figura 7. Semisumergible con fondeo tenso con cables.	13
Figura 8. Plataformas fondeadas compartiendo punto de anclaje y orientadas a la dirección principal del viento.	15
Figura 9. Disposición general del parque con el fondeo integral.....	15
Figura 10. Criterios de selección del tipo de conexión eléctrica	17
Figura 11. Esquema de la red de transporte de la zona. En verde la línea de 220 kV.	18
Figura 12. Fases principales en la instalación del parque.	19
Figura 13. Distribución de costes del parque	30
Figura 14. Curva del VAN en función del interés de retorno de la inversión	35
Figura 15. Curva de Cobertura de Retorno de Servicio al Banco	36
Figura 16. Curva de Cobertura de Retorno de Servicio al Banco y al Socio Capitalista conjuntamente.....	36
Figura 17. Variación del TIR en función del precio del kWh	37
Figura 18. Fuente IDEA CME GT EERR Marinas__23 jun10_ Eólica Marina. JRA.....	38

Índice de tablas.

Tabla 1.1. Características del aerogenerador	7
Tabla 1.2. Criterios de comparación entre los tres tipos de plataformas.....	8
Tabla 1.3. Criterios de comparación entre tipos de anclajes	14
Tabla 1.4. Criterios de comparación entre tipos de sistemas de fondeo.....	14
Tabla 1.5. Características del parque	16
Tabla 1.6. Competencias y responsabilidades en la construcción de plataformas en astilleros	21
Tabla 1.7. Plazos de entrega de aerogeneradores en astillero.	22
Tabla 1.8. Planificación de inspecciones	24
Tabla 2.1. Coste plataformas.....	27
Tabla 2.2. Coste grúa instaladora de aerogeneradores.	28
Tabla 2.3. Coste de las líneas de fondeo.	28
Tabla 2.4. Coste de Instalación de cadenas.....	28
Tabla 2.5. Resumen de los costes del parque eólico flotante.	29
Tabla 2.6. Costes directos imputables a un mantenimiento sin buque propio.	31
Tabla 2.7. Compra y financiación del buque PSV	31
Tabla 2.8. Costes financieros y de explotación del buque	32
Tabla 2.9. Costes imputables a la O&M del parque en lo referente al buque de apoyo.....	32
Tabla 3.1. Variación de distintos ratios de análisis de inversión en función del precio de kWh	37
Tabla 3.2. Fuente Comisión Nacional de la Energía, 20 de mayo de 2008.....	38

1. Caracterización del parque: Hipótesis de partida.

En esta primera fase del proyecto se definirán las características técnicas del parque. Se plantean posibles soluciones de plataformas soporte, tipos de fondeo, tipos de conexión eléctrica, etc.

1.1 Estudio del emplazamiento seleccionado.

Se ha establecido que la infraestructura será un *parque eólico marino flotante* en zonas de aguas profundas, entendiendo como tales aquellas con una profundidad mayor de 150 m. La potencia a instalar será de 100 MW con 20 máquinas de 5 MW.

A la vista del mapa eólico publicado por el ministerio, los emplazamientos de mayor recurso eólico se encuentran en la zona atlántica, al Suroeste y al Noroeste de España.

Otros criterios de selección serán la proximidad de puertos con la infraestructura apropiada que satisfaga las necesidades logísticas del parque, astilleros e industria auxiliar en la proximidad del emplazamiento con capacidad de construcción de las plataformas, buena aceptación del gobierno regional para que los requisitos administrativos no entorpezcan la tramitación del parque y buena infraestructura eléctrica para la integración a la red.

Se ha seleccionado la zona de la boya de Villano, en las aguas de la provincia de A Coruña cuyas coordenadas son [2]:

Latitud : -9.21 E Longitud : 43.5 N Profundidad : 386 m

El emplazamiento se encuentra en lo que es conocido como Cuenca Interior de Galicia CIG (ver [1]). Y la profundidad oscila entre los 250m y 400m.

Es zona de aguas profundas, a 15 millas de la costa, de excelente recurso eólico, con una red industrial naval puntera a nivel europeo que podría afrontar el reto tecnológico y logístico, a priori, sin demasiadas dificultades.

En su contra, la escasa aceptación del gobierno regional, cofradías de pescadores, y grupos ecologistas, tal vez fundamentada en el temor de que sus aguas cercanas a las rías, de alto valor ecológico, turístico y de pesca, se plaguen de aerogeneradores.

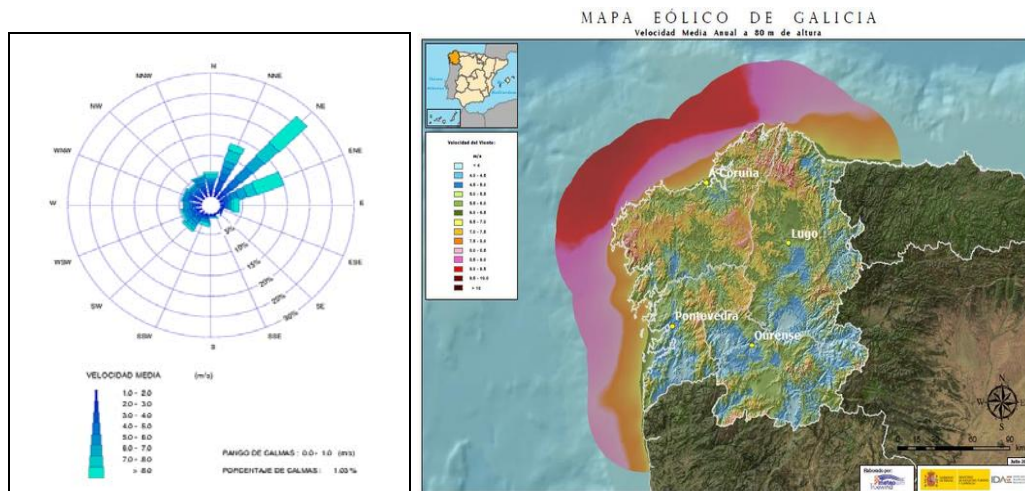


Figura 1. Rosa de vientos y mapa eólico marino gallego. Ver [2] e IDAE

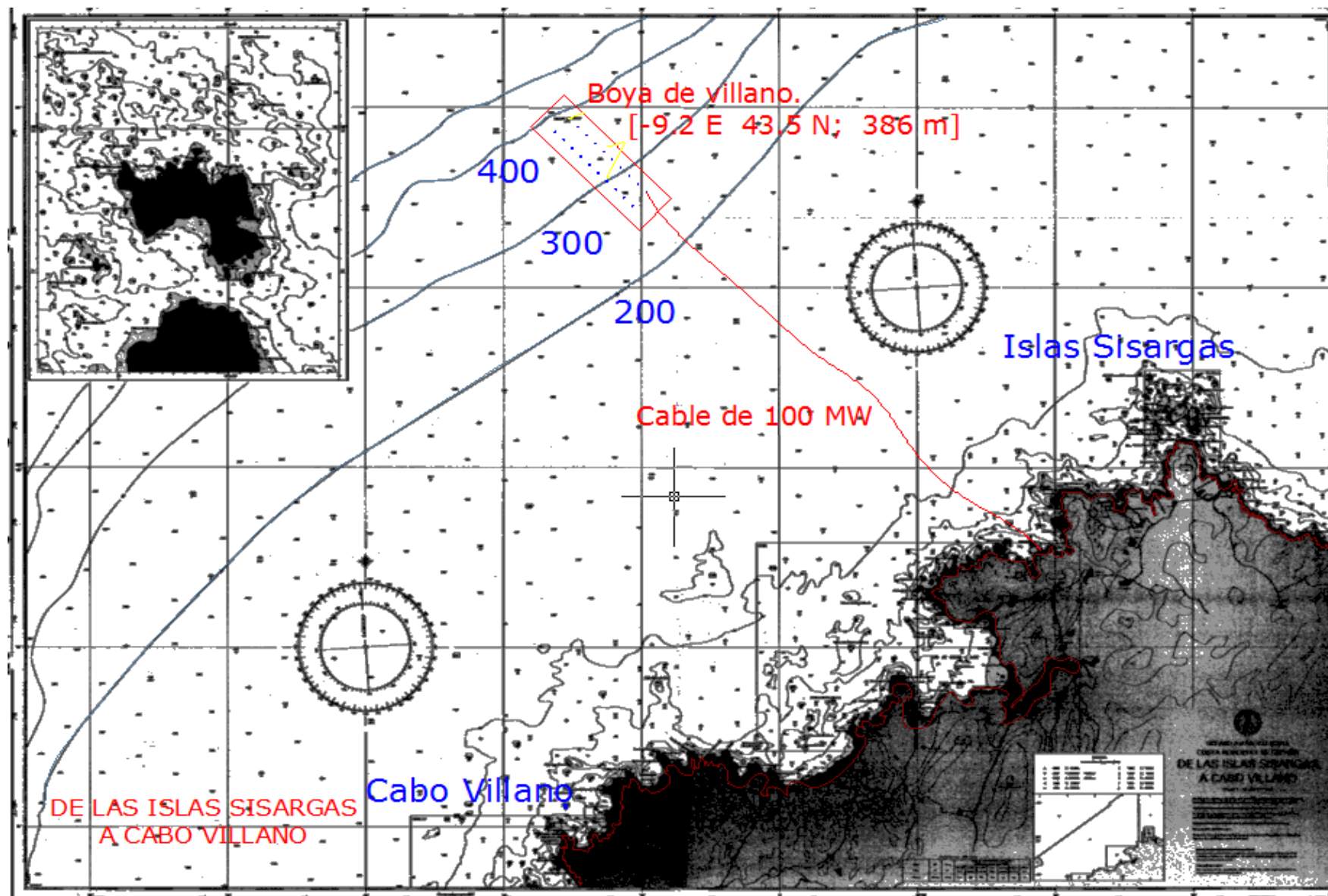


Figura 2. Carta náutica de las islas Sisargas a cabo Villano

1.2 Normativa y legislación aplicable.

Hay dos tipos de régimen que regulan la producción de energía mediante aerogeneradores marinos. Según el régimen especial del RD 661/2007, con su formato de primas que suplementan el precio pactado entre promotor y empresa distribuidora, variable según rentabilidad del parque, o según el RD 1028/2007, que establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

En la resolución de 30 de abril de 2009, se aprueba el estudio estratégico del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos. (www.marm.es o www.mityc.es)

La LEY 9/2006 versa sobre cómo ha de hacerse el análisis o estudio sobre el impacto ambiental. A quién hay que presentarlo, responsables, alcance del mismo y demás requisitos.

El REAL DECRETO 1028/2007 a cerca del procedimiento para instalar un parque eólico en el mar territorial, es clave en el análisis normativo.

Serán competentes en sus diferentes atribuciones el Ministerio de Industria, Política Energética y Minas (el principal), el de Medio Ambiente, el de Fomento (para lo que afecte a seguridad y vida humana en la mar), la autoridad portuaria en caso de hacer algún uso de su espacio y el de Agricultura, Pesca y Alimentación para todo lo referente a la pesca en la zona.

Los parques eólicos marinos están sometidos a un régimen de autorización y concesión administrativa. Es decir, tras la concurrencia pública de los posibles promotores, la Administración tomará una decisión y otorga al solicitante la reserva de zona. Esta zona se compone de *zonas eólicas marinas*, las cuales tienen una extensión de dos paralelos y dos meridianos, cuya separación sea de un grado, que deberá coincidir con grados y minutos enteros. El tamaño es a elegir por el promotor pero coincidiendo con múltiplos de grados y minutos (detallado en el Artículo 6 de este decreto).

Procedimiento para la autorización de una instalación eólica marina:

- 1) Presentación de solicitud ante el Ministerio de Industria, Dirección General de Política Energética y Minas.
- 2) Contenido: memoria resumen explicando que acciones se quieren llevar a cabo en la zona propuesta, con duración, impacto, anteproyecto de la instalación prevista, potencia, aerogeneradores, planos de la instalación, etc.
- 3) Caracterización de área eólica marina: se entiende por ello a la recopilación de todos los informes emitidos por las Instituciones afectadas en relación al impacto del futuro parque en el área concreta pedida. El Ministerio de Industria procederá a consultar al operador de la red eléctrica a la que se conectaría el parque, así como a otros entes afectados. Esos entes podrán hacer los comentarios que crean oportunos, y la operadora eléctrica deberá elaborar un informe de capacidad de evacuación de energía producida por el parque con un horizonte de 5 años. Esta caracterización de zona se hará pública, con todos los informes, y no supondrá ningún derecho para nadie.
- 4) A continuación se hace pública la caracterización de una zona en el BOE, de modo que cualquier interesado podría consultar los datos allí recopilados. Esto a su vez abrirá el proceso de concurrencia para esta zona.
- 5) En tres meses, cualquier promotor interesado podrá concurrir con un proyecto de instalación de parque eólico marino en el área eólica marina que se determine. Será necesario depositar un aval del 1% del presupuesto. En el proyecto hay que incluir una solicitud u oferta de prima, expresada en €/kWh producido y que se aplicará a lo largo de toda la vida útil del parque.
- 6) Se crea un comité para evaluar los proyectos presentados, y en base a unos criterios concretos se valoran. Este comité podrá fijar un límite máximo de prima por encima del cual los proyectos quedan desechados.
- 7) Así se comunicará a los elegidos del fallo, y se les atribuye el derecho a ejercer las acciones presentadas en su solicitud en la zona afectada. Deberán aumentar el aval con un 1% más del presupuesto. Desde este momento el promotor elegido tendrá la exclusividad durante, 2 años prorrogable otro más, de realizar las investigación sobre el parque descritas en su proyecto. El titular de la reserva está obligado a proporcionar la información que le sea requerida sobre los trabajos que lleve a cabo.
- 8) El promotor del parque habrá de llevar a cabo la evaluación de impacto ambiental para las actividades de investigación, descritas en el Real Decreto 1302/1986. Previamente a la autorización el proyecto deberá someterse a evaluación de impacto ambiental de acuerdo con lo preceptuado en este Decreto.
- 9) El promotor entregará la solicitud de autorización cuando haya terminado su investigación sobre el recurso eólico y el análisis ambiental. La potencia del parque podrá variar un 15% de la estimación inicial.
- 10) Por último, será la Dirección General de Costas la que resolverá a la vista de la declaración impacto ambiental y la resolución del procedimiento de autorización de la instalación efectuada por la Dirección General de Política Energética y

Minas. La DGMM tendrá que verificar la viabilidad desde el punto de vista de la seguridad marítima, de la navegación y de la vida humana en la mar.

1.3 Análisis y selección de plataformas soporte de los aerogeneradores.

Para situar un aerogenerador en este emplazamiento no se puede recurrir a una solución pilotada como es habitual en las aguas de los parques eólicos offshore del Norte de Europa. Se ha de pensar en soluciones flotantes. En los primeros pasos del desarrollo de la eólica marina flotante parece lógico que la industria se apoye en la experiencia del offshore del gas y el petróleo, no obstante, se ha de tener presente las peculiaridades que añade una “carga” tan especial como un aerogenerador de 5 MW cuyas características se detallan a continuación.

Potencia	5 MW
Diámetro del rotor	124 metros
Peso de la torre	300 ton
Peso de la góndola	401 ton
Cota del núcleo respecto línea aguas tranquilas SWL	92 metros

Tabla 1.1. Características del aerogenerador

1.3.1 Criterios de selección.

El objetivo de este estudio no es diseñar una plataforma. No obstante, se plantean las características principales de las tres tecnologías que se presentan como solución: Semisumergible, Tensión Leg Platform (TLP), y Spar (ver Figura 3.)¹ En base a ello se selecciona y diseña un modelo sencillo de plataforma para tener una base sobre la que presupuestar. Ver Figura 5.

1. La semisumergible y la TLP puede operar en un rango de profundidades más amplio que la spar.
2. El escantillón aumenta considerablemente con el calado por lo que es presumible que la spar precise más peso de acero que semis y TLP
3. La TLP es la tipología más estable, ya que por su propia concepción restringe los movimientos de arfada, el cabeceo y el balance. El sistema de fondeo en semis y spar es mucho menos restrictivo por lo que estas plataformas se mueven en mayor o menor medida en los 6 GdL.

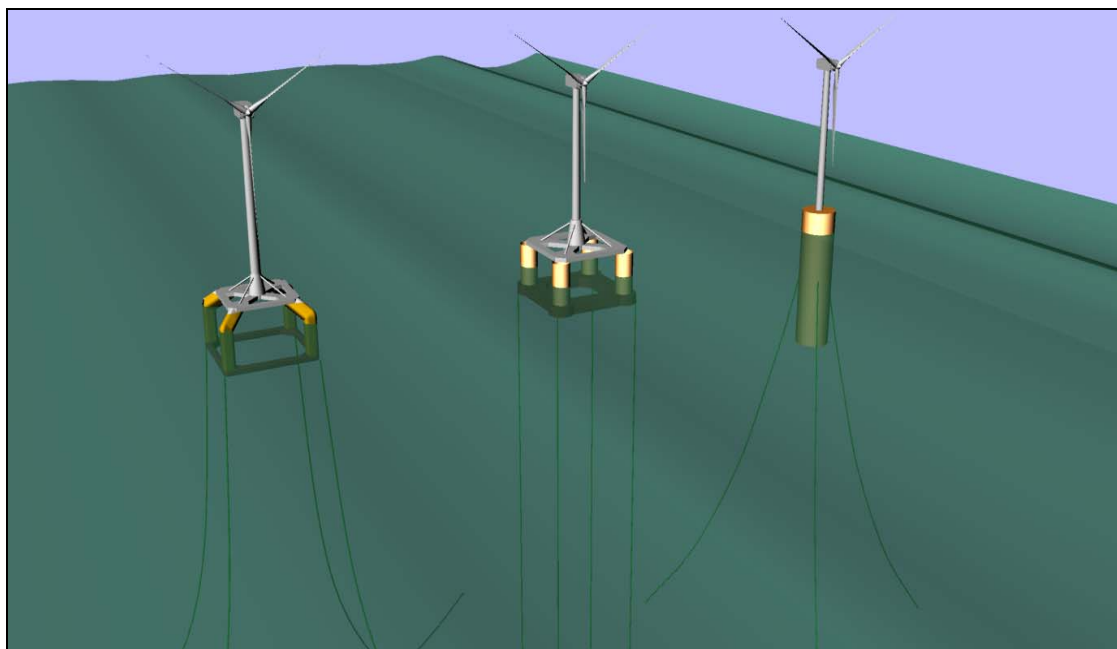


Figura 3. Tres conceptos de plataformas flotantes: Semi sumergible, TLP, Spar

¹ Los autores hemos realizado un estudio paralelo en lo que a criterios de selección se refiere y presentamos aquí tan sólo las conclusiones principales y de este modo ceñirnos a la extensión propuesta para este trabajo.

4. La spar tiene mejor comportamiento en arfada que la semi al tener fuerzas de excitación verticales menores y un gran calado. Se comporta peor en balance y cabeceo ya que se reduce el área de la flotación, y con ello la inercia de la flotación.].
5. Los sistemas a bordo de las plataformas son simples. Cada tipología presenta sus particularidades pero no es un factor crítico. Se descartan soluciones autopropulsadas y los posicionamientos dinámicos con costes prohibitivos y que además requieren una tripulación permanente a bordo.
6. La construcción de semi y TLP es relativamente sencilla y tan sólo los nodos entre las columnas-pontones y columnas-cubiertas presentan dificultades. Los procesos para la spar son similares con la peculiaridad de que se tiene que idear cómo armarlas flotando horizontalmente teniendo en cuenta que el funcionamiento de la Spar es en posición vertical.
7. El proceso de instalación de la semi es el más simple. TLP y Spar es algo más complejo y costoso.
8. Una gran ventaja de semis y TLP es que permiten el montaje del aerogenerador en el astillero, mientras que con la Spar por su propia concepción, debería hacerse a posteriori en alta mar, con un buque específico, lo cual supone un coste considerable.
9. Los cables de evacuación eléctrica (elemento de alto coste) sufrirán menores esfuerzos y se moverán en menor medida en el caso de la TLP.
10. La operación de las plataformas ha de ser lo más sencilla posible. La TLP requiere un sistema que mantenga la tensión en las líneas con la variación de las mareas. La semi precisa un sistema de trasiego de lastre para compensar las escoras producidas por el viento. En el caso de la Spar el proceso más crítico es la instalación. Los mantenimientos de la Spar son los más complejos al tener que realizarse siempre en alta mar y ser una estructura de gran calado. La semi y la TLP presentan la gran ventaja de poder ser reflotadas a dique con el aerogenerador instalado, aunque es una maniobra que debería restringirse lo más posible.
11. Por último, un factor que se considera muy importante, es la posibilidad de realizar un fondeo integral en el que varias plataformas compartan punto de anclaje y de este modo reducir el número de anclas/pilotes y de maniobras de instalación de los mismos. En este caso el sistema TLP es el que sale peor parado ya que sólo admite tensiones verticales en las líneas.

En la Tabla 1.2 se muestra una evaluación numérica de 0 a 3 siendo 0 lo peor y 3 lo mejor. Después se le asigna un peso o factor de importancia a cada criterio que varía de 1 a 5, para poder comparar las tres tipologías. El resultado muestra que las TLP y las Semisumergibles son las que alcanzan una valoración mayor

CRITERIOS	SEMI	TLP	SPAR	Factor de importancia	SEMI	TLP	SPAR
Profundidad	2	2	1	1	2	2	1
Peso de acero	2	1	1	3	6	3	3
Estabilidad	2	3	2	3	6	9	6
Comportamiento en la mar	1	2	1	4	4	8	4
Sistemas a bordo	3	2	2	2	6	4	4
Construcción plataforma	2	2	1	4	8	8	4
Instalación plataforma	3	2	1	5	15	10	5
Montaje del aerogenerador	3	3	1	5	15	15	5
Evacuación eléctrica	1	3	1	1	3	9	3
Criterios logísticos	2	2	2	3	6	6	6
Criterios de O&M	2	2	1	5	10	10	5
Sistema de fondeo integral	2	0	2	3	6	0	6
EVALUACIÓN GLOBAL	2,08	2,00	1,33		7,25	7,00	4,33

Tabla 1.2. Criterios de comparación entre los tres tipos de plataformas

1.3.2 Plataforma modelo.

En base al criterio de selección anterior se ha optado por una plataforma semisumergible. Se ha diseñado la plataforma que se adjunta la Figura 5. No se detalla el dimensionamiento de la misma y se muestra en el proceso que se sigue:

- Se selecciona una geometría que se parametriza para poder modificar los parámetros generando múltiples modelos.
- Se hace una primera estimación de pesos y del centro de gravedad e inercias.
- Con ello se aplican las restricciones de diseño que se muestran en las expresiones Ec. 1.1 a Ec. 1.5
- Se toman las decisiones pertinentes para aceptar o rechazar las dimensiones seleccionadas.

Se trata de una semisumergible de cuatro columnas y planta triangular. Tres de ellas se disponen alrededor de la columna central, formando un triángulo equilátero, de forma que nos proporcionan la inercia necesaria para tener una altura metacéntrica GM positiva.

Los pontones además de servir para conseguir la flotación estable en tránsito nos permiten realizar las maniobras de lastrado y deslastrado durante el proceso de instalación. Además proporcionan la unión estructural entre las columnas exteriores y la columna central.

La columna central, situado en el centro de gravedad del triángulo, soporta el peso del aerogenerador, reduciendo así los esfuerzos cortantes y flectores a los que se vería sometida la cubierta sin la columna central soportándola. Las columnas exteriores son de mayor diámetro para que proporcionen mayor inercia en la flotación, con lo cual aumenta el GM y por lo tanto disminuye la escora (o trimado) que induce el viento.

En la parte superior se han dispuesto tres pilares inclinados que dan rigidez al conjunto plataforma-aerogenerador.

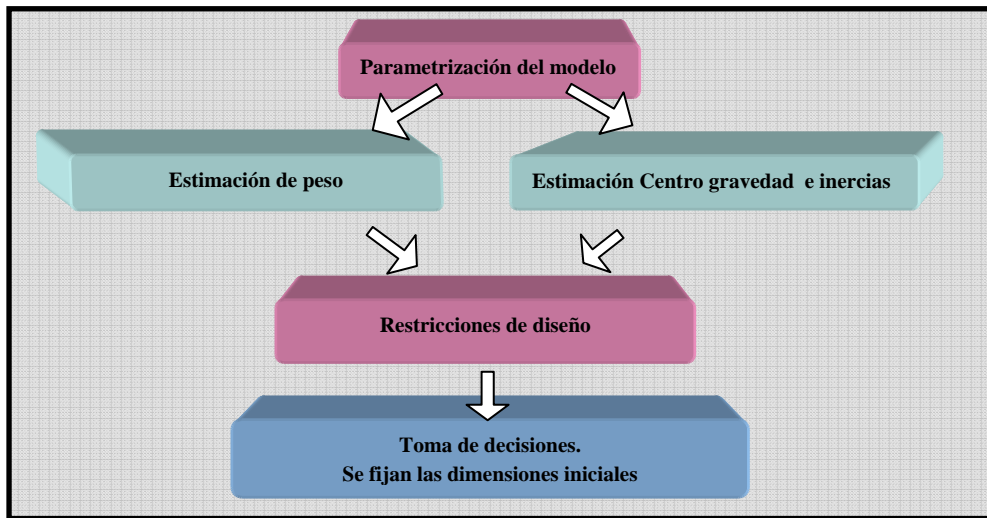


Figura 4. Diagrama del proceso de dimensionamiento

La primera restricción que exige cualquier estructura flotante es que la altura metacéntrica GM sea positiva

$$GM = KB + BM - KG = Z_B + \frac{I}{V} - Z_G > 0 \quad \text{Ec. 1.1}$$

Las máquinas de 5MW se ven sometidas a una fuerza escorante máx (F) sobre el núcleo del rotor debido al efecto del viento que oscila entre 80 a 90 ton para el viento medio de 11-12 m/s (dependiendo del modelo de aerogenerador). El brazo escorante, d, es la distancia desde el punto de aplicación de F hasta el "fairlead". Esto supone una escora estática, θ , que se obtiene con la expresión siguiente.

$$\theta = \arctg\left(\frac{F \cdot d}{\Delta \cdot GM}\right) \quad \text{Ec. 1.2}$$

La última restricción de diseño serían los periodos propios de la plataforma. Su obtención en una geometría compleja presenta la complejidad del cálculo de los coeficientes de masa añadida A_{ii} que se pueden determinar con modernos programas de análisis hidrodinámico.

Los radios de giro r_{ii} dependen de las inercias máscas del conjunto y su cálculo es simple con cualquier programa de diseño.

M es la masa total del conjunto y A_w es el área de la flotación.

Periodo propio de arfada.

$$T_{heave} = 2\pi \sqrt{\frac{M + A_{33}}{\rho g A_w}} \quad \text{Ec. 1.3}$$

Periodo propio de cabeceo

$$T_{pitch} = 2\pi \sqrt{\frac{Mr_{55}^2 + A_{55}}{\rho g VGM_L}} \quad \text{Ec. 1.4}$$

Periodo propio de balance

$$T_{balance} = 2\pi \sqrt{\frac{Mr_{44}^2 + A_{44}}{\rho g VGM_T}} \quad \text{Ec. 1.5}$$

1.3.2.1 Peso de acero y dimensiones.

Siguiendo el proceso anterior se ha dimensionado la plataforma cuyas características principales se adjuntan.

- Calado de operación: 23 m
- Eslora: 50 m
- Desplazamiento en operación: 8445 ton
- Peso de acero: 1600 ton
- Peso rosca : 2460 ton



Figura 5. Vista general de la plataforma semisumergible con el aerogenerador montado.

Resultados del proceso de dimensionamiento:

- Altura metacéntrica GM_T en una flotación recta al calado de operación. : 8,22 m
- Ángulo estático de escora θ (sin realizar trasiego) : 8,73 grados

Obviamente esta escora es necesario corregirla para que el aerogenerador pueda funcionar.

Para hacer más precisos estos cálculos se ha realizado un modelo en Hydromax de Maxsurf@ con una disposición de tanques de lastre. Los resultados obtenidos son similares a los mostrados anteriormente.

- Altura metacéntrica GM_T en una flotación recta al calado de operación. : 7,325 m
- Ángulo estático de escora θ (sin realizar trasiego) : 8,58 grados

En este caso se ha supuesto que tenemos el aerogenerador funcionando a su potencia nominal, por lo que se ha optado por una fuerza horizontal de 87 ton en el núcleo del rotor. Para corregir la escora basta con trasegar agua. En este caso ya se han dispuesto unos tanques de trasiego en el interior de la estructura. Bombeando a proa 368 ton de agua se vuelve a la posición adrizada en la que tan sólo se tiene 0,2 grados de trimado.

Este caso es un ejemplo estático. El viento no adquiere 12 m/s de repente por lo que en realidad no será necesario el trasiego instantáneo de las 368 ton. Y por lo tanto, con un buen sistema de control podremos mantener la posición adrizada sin esperar a alcanzar los 8,5 grados. Tampoco se ha incluido la restauración añadida por las líneas de fondeo que en todo caso es un efecto positivo que favorece a la estabilidad.

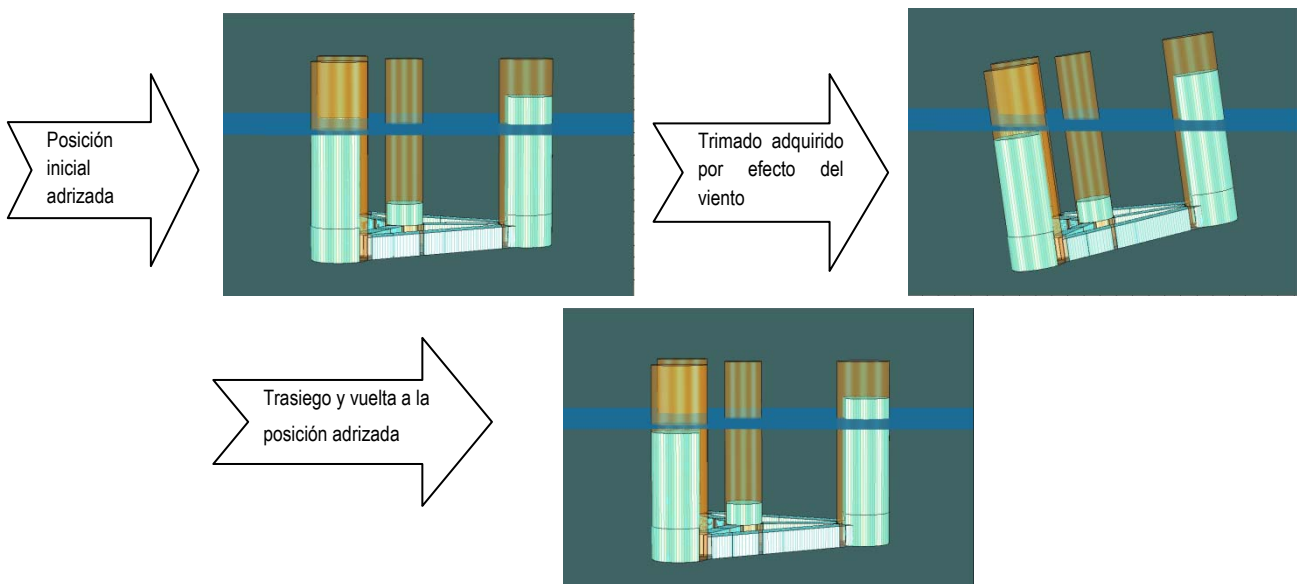


Figura 6. Ángulo de escora y recuperación de la posición adrizada.

El cálculo de periodos propios no se incluye porque se sale del objetivo de este trabajo pero sería el siguiente paso a comprobar en el diseño de la plataforma para evitar fenómenos de resonancia.

1.3.2.2 Sistemas.

El listado de sistemas más importantes es el siguiente:

- Sistema de lastre,
- Sistema de señales y comunicaciones,
- Sistema contra incendios,
- Sistema de emergencia.
- Pintura y protección catódica.

El sistema de lastre consiste en bombas que permiten realizar la maniobra de deslastre y lastre. Además también se encarga de compensar la escora estática. Las bombas se seleccionan de forma que el caudal proporcionado sea el suficiente para compensar la escora en un tiempo de 30 minutos. Con bombas de 750 m³/h se puede realizar este trasiego en el tiempo deseado sobradamente.

Por otro lado, las rachas de vientos pueden ocasionar momentos escorantes instantáneos, para evitar las escoras que inducirían se recurre al giro de palas que hace disminuir este “thrust” total en el núcleo del rotor del aerogenerador.

Otro sistema de vital importancia en plataformas permanentes es la pintura y la protección catódica, no sólo porque garantiza la integridad estructural evitando la corrosión sino por su coste como se podrá comprobar en el presupuesto. Se ha consultado a la empresa especializada Zinetti S.A. y se nos ha recomendado emplear ánodo de aluminio de gran pureza para un ciclo de vida de diez años. Se ha estimado que serían necesarios 68 ánodos para las superficies externas y 60 para tanques de lastre, es decir 128 ánodos por plataforma, esto supone, para ánodos de 102 kg unas 13056 kg en ánodos por plataforma... cifra desde luego nada despreciable.

Las plataformas no están tripuladas, por lo que se requiere una buena monitorización del parque. Esto se consigue instalando un sistema Scada por plataforma para poder recibir información casi en tiempo real del estado de la misma. Las comunicaciones se realizan vía cable de fibra óptica integrado en los propios cables de evacuación eléctrica. Es importante conocer lo que está ocurriendo no sólo a nivel del aerogenerador, sino que las soluciones flotantes como esta, requieren también la monitorización de los otros sistemas de la plataforma.

El sistema de emergencia y contra incendios tendrá sensores a bordo que se activará cuando así se requiera. Los aerogeneradores disponen de su propio sistema contra incendios pero será necesario implementar uno para el resto de la plataforma. El sistema de emergencia es de especial interés para controlar las paradas del rotor del molino eólico en tormentas, cuando falle el sistema de control de palas, o el de giro de la góndola, etc.

No se ha incluido equipo de grúas y pescantes por considerar que serán los buques de apoyo quienes proporcionen la capacidad de mover pesos. Como mucho se dispondrá algún polipasto en los cuartos de bombas para realizar alguna reparación de pequeña importancia a bordo para poder mover algún equipo pesado, aunque esto se puede hacer con carracas manuales que los propios operarios podrían emplear cuando así fuese requerido, sin necesidad de recurrir ni tan siquiera a estos polipastos eléctricos o neumáticos.

1.4 Análisis y selección del sistema de fondeo.

En una plataforma offshore el sistema de fondeo es de vital importancia técnica y económica y por ello se le dedica un capítulo aparte. Al igual que en el apartado 1.3 se han evaluado las tecnologías más comunes existentes en el mercado, mostrando aquí las conclusiones.

1.4.1 Análisis comparativo del anclaje y el sistema de fondeo.

Las tres tecnologías que se evalúan son las anclas de garreo, el pilote hincado y el pilote de succión.

Anclas de arrastre: Las anclas de arrastre o garreo son los anclajes más habituales. Dentro de este tipo de anclas tenemos múltiples tipologías cuyo diseño depende de varios factores como el área de las uñas de las anclas, la forma de la caña del ancla, tipos de suelos, tipo de sistema de fondeo para las que se diseñan, etc.].

Pilotes hincados y pilotes de succión: Otras soluciones existentes son los pilotes de succión que son cilindros de acero que se depositan verticalmente al suelo y en su parte superior disponen un sistema de bombas que extrae el agua atrapada de forma que el pilote se va introduciendo en el fondo.

También existen fondeos con pilotes hincados a presión con grandes martillos hidráulicos. Pilotes o anclas serán soluciones técnicamente viables y son las consideraciones económicas las que harán decantarnos por unas u otras.

La configuración del fondeo puede ser variada. Cada una de ellas se caracteriza por la configuración de la línea, el material que la constituye y el tipo de anclaje empleado. La disposición suele ser simétrica, aunque si estamos en emplazamientos con mares muy direccionales pueden presentar un refuerzo de líneas en las direcciones de oleaje y corrientes predominantes.

El sistema con catenarias es el más habitual. Se suele emplear para amarrar buques, plataformas semisumergibles y spar. Las líneas suelen ser completas de cadena hasta profundidades de unos 250-300 m. A partir de ahí se suelen emplear soluciones mixtas con cadena y cable con el objetivo de no incrementar demasiado el peso de la línea.

Las catenarias son fondeos poco restrictivos, es decir, permiten el movimiento de la estructura en cualquiera de los seis grados de libertad (ver Referencia [12]).

El radio que abarca un sistema con catenaria es grande en comparación con la profundidad, por lo que su impacto ambiental puede ser importante, sobre todo, si lo que tenemos es un parque de dispositivos flotantes como es el caso.

A medida que la profundidad aumenta se requieren líneas de fondeo cada vez más pesadas por lo que para las grandes profundidades el peso de las cadenas puede comprometer el diseño de la estructura flotante.

Los sistemas tensos son similares a la configuración con catenarias. La principal diferencia entre ambas es que la catenaria tiene un tramo horizontal desde el ancla hasta que se comienza a elevar mientras el sistema tenso permite el tiro con ángulo directamente desde el anclaje. Es decir, en dicho punto de anclaje, un sistema tenso es capaz de soportar cargas horizontales y oblicuas, mientras que el sistema de catenaria tan sólo admite cargas horizontales. Las fuerzas de restauración las genera el peso de la cadena y en el sistema tenso la restauración la genera la rigidez de la línea de fondeo Referencias [21] y [7].

En consecuencia, el radio que abarca un sistema tenso es menor que el que ocupa el sistema con catenaria.

Este tipo de fondeo se restringe prácticamente para líneas de cable o de fibras sintéticas ya que si pusiésemos cadena estas tenderían a adoptar una forma de catenaria, siendo más difícil conseguir configuraciones rectas.

Los sistemas tensos restringen principalmente los movimientos de arfada, cabeceo y balance. El grado de tensión limitará las excursiones de largada y deriva.

Los sistemas tensos con pilotes se suelen emplear en el offshore tradicional en aquellos emplazamientos en los que la zona de perforación se encuentra en una cuenca en la que la pendiente de las zonas aledañas es muy pronunciada.

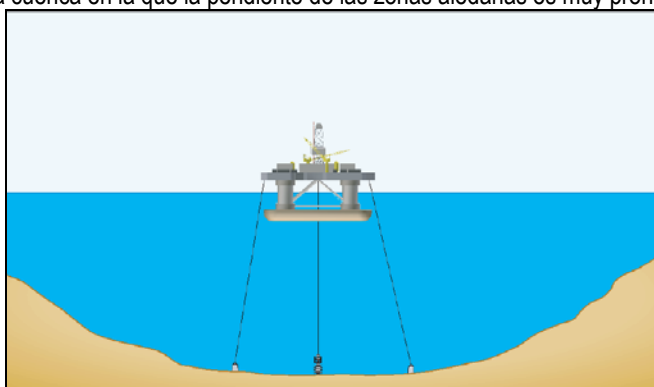


Figura 7. Semisumergible con fondeo tenso con cables.

El sistema TLP posiblemente sea el más complejo y costoso. Consisten en líneas de fondeo verticales que logran la tensión necesaria gracias al exceso de flotabilidad que proporciona la estructura flotante.

Las líneas pueden ser cables, tubos, barra de acero, etc. En la actualidad este tipo de fondeo tan sólo lo presentan algunas plataformas de extracción petrolífera. Usa pilotes de succión o hincados. Además requiere grandes estructuras para lograr la pretensión requerida, las zonas de unión línea de fondeo- plataforma deben ser reforzadas fuertemente y protegidas con elastómeros que protegen a la vez que absorben las vibraciones de altas frecuencias características de las TLP (API RP 2T).

1.4.2 Resumen de los criterios de comparación de los anclajes y sistemas de fondeo.

- Los pilotes son soluciones pensadas para fondeos permanentes. Las anclas sirven para fondeos permanentes y temporales.
- La ventaja de los pilotes es que permiten el tiro vertical y que varias líneas de fondeo compartan anclaje. Las anclas tradicionales no permiten los tiros verticales aunque existen modelos especiales que si lo permiten pero esto eleva su coste.
- Los pilotes cuestan un 40 % menos que las anclas. Sin embargo sus costes de instalación son mayores. Los pilotes hincados necesitan grandes martillos hidráulicos para su instalación y los de succión de bombas. Las anclas requieren un par de buques ancleros, mientras que los pilotes emplean barcazas o buques con grúas para guiar al pilote. Un buque anclero puede operar en peores condiciones que los buques instaladores de pilotes, con lo cual la ventana climática para la instalación de las líneas será más amplia si se recurre a soluciones con anclas. Los pilotes de succión son los más precisos, aunque también los más costosos, y precisan de vehículos remotos sumergidos durante su instalación (ROV)].
- Las inspecciones de suelo para la instalación en sistemas anclados son más sencillas que en los pilotados y menos costosas.
- Recuperar un ancla es más sencillo y barato que el pilote.
- Los tiempos de instalación son menores para un ancla que para los pilotes.

	Anclas	Pilotes de succión	Pilotes hincados	Factor de importancia	Anclas	Pilotes de succión	Pilotes hincados
Precisión en la instalación	1	3	2	2	2	6	4
Adaptación a tipos de suelo	1	1	2	1	1	1	2
Impacto ambiental	1	2	1	4	4	8	4
Estudio-inspección de suelos	3	1	2	3	9	3	6
Fondeo integral	0	3	3	5	0	15	15
Compatibilidad con sistemas de fondeo	1	3	3	3	3	9	9
Tiro vertical / tenso oblicuo	0	3	3	1	0	3	3
Disponibilidad buques instaladores	3	2	2	3	9	6	6
Tiempo instalación	3	2	2	2	6	4	4
Complejidad tecnológica instalación	2	1	1	2	4	2	2
ROV	3	1	2	3	9	3	6
Recuperación	3	1	1	3	9	3	3
Disponibilidad en el mercado	3	2	2	3	9	6	6
Coste unitario	1	2	3	4	4	8	12
Coste instalación	2	1	1	4	8	4	4
EVALUACIÓN GLOBAL	1,80	1,87	2,00		5,13	5,40	5,73

Tabla 1.3. Criterios de comparación entre tipos de anclajes

	Catenaria	Sistema tenso	TLP	Factor de importancia	Catenaria	Sistema tenso	TLP
Línea extra a bordo	1	3	3	1	1	3	3
Longitud de línea	1	2	3	3	4	8	12
Peso de la línea	1	3	2	2	2	6	4
Compatibilidad con tipo de anclaje	3	2	1	1	3	2	1
Efecto crecimiento fauna marina	3	1	2	2	6	2	4
Complejidad proceso de instalación	3	2	1	4	12	8	4
Zona afectada por el fondeo	1	2	3	3	3	6	18
Efecto Corrosión	3	2	1	3	9	6	3
Exigencias de diseño para la plataforma	1	2	3	2	2	4	6
Fondeo integral	3	3	0	5	15	15	0
Capacidad de mantenimiento de la posición	1	2	3	4	4	8	12
Coste líneas	3	2	1	4	12	8	4
Coste de instalación	2	2	1	4	8	8	4
Efecto de las mareas	3	2	1	1	12	8	4
Impacto ambiental	1	2	3	4	4	8	12
Know how local	3	2	1	2	12	8	4
EVALUACIÓN GLOBAL	2,13	2,07	1,73		7,20	7,00	6,13

Tabla 1.4. Criterios de comparación entre tipos de sistemas de fondeo.

1.4.3 Definición del sistema de fondeo y disposición general del parque.

Siendo coherentes con la toma de decisiones anterior se define el sistema de fondeo. Parece que el sistema más apropiado sería un sistema con catenaria, empleando como elementos de anclaje pilotes de perforación, aunque debido a la escasa diferencia entre tipos de anclajes podríamos optar por cualquiera de las otras opciones: anclas o pilotes de succión.

El parque está formado por dos líneas de aerogeneradores orientadas perpendicularmente a la dirección principal del viento como se puede ver en la Figura 8.

Cada plataforma se orienta como se puede ver en la Figura 8. Con las dos columnas a popa conseguimos tener mayor momento adrizante cuando esta sea la dirección de incidencia y la cantidad de agua a trasegar será menor para adrizar la plataforma.

La primera plataforma se encuentra situada en las coordenadas de la boya de Villano, comentadas anteriormente. Las sucesivas plataformas de la primera línea de aerogeneradores están equidistantiadas a 6 diámetros de rotor, esto es, $5 \times 120 = 600$ m, dispuestas hacia la costa.

Las plataformas de la segunda línea se disponen paralelas a la primera línea situadas a 8 diámetros de rotor, $8 \times 120 = 960$ m, tal y como se puede apreciar en la Figura 9.

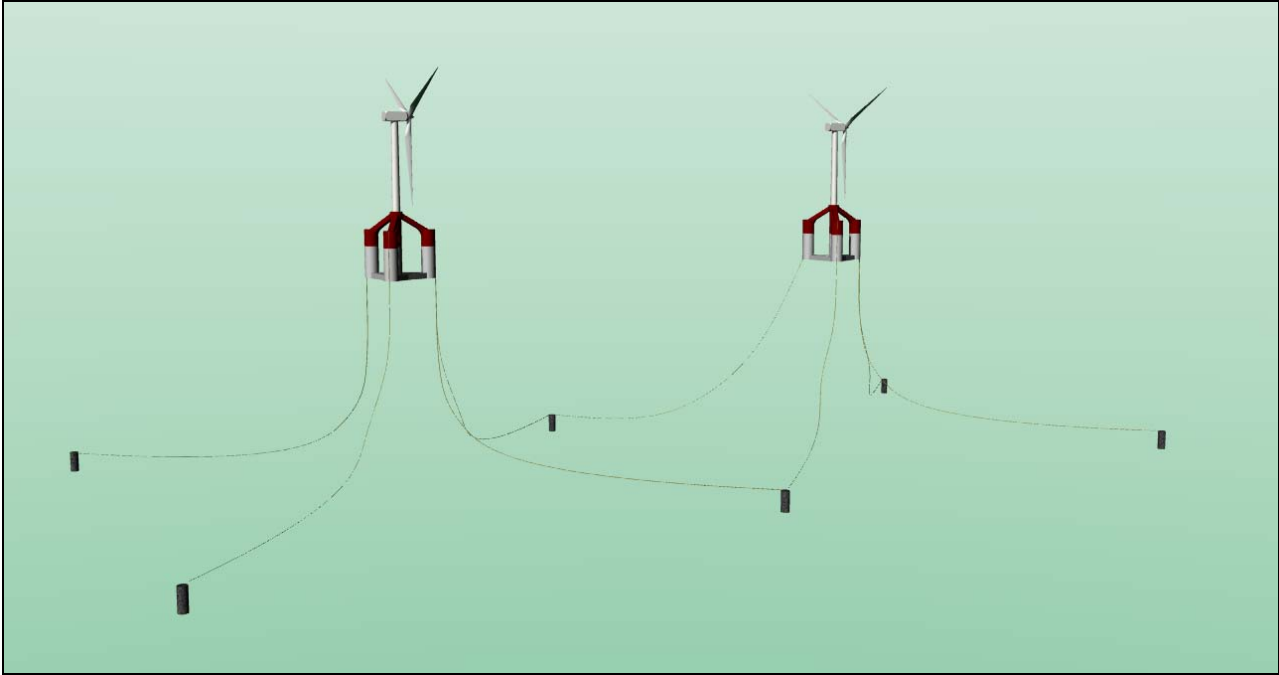


Figura 8. Plataformas fondeadas compartiendo punto de anclaje y orientadas a la dirección principal del viento.

En la Figura 8 se han supuesto cuatro líneas por plataforma. La integridad de la plataforma debe estar asegurada en caso de la pérdida de una de las líneas, tal y como se recomienda en la referencia [18].

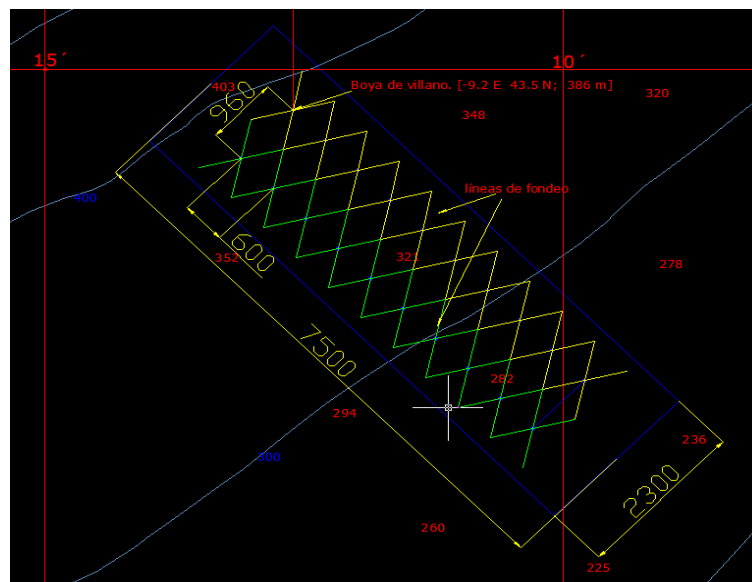


Figura 9. Disposición general del parque con el fondeo integral

El parque ocupa 1725 hectáreas. Es un área que se podría acotar más, aunque por seguridad nos hemos cubierto, por posibles buques a la deriva, interferencias con zonas de pesca, etc.

Al tratarse de un fondeo integral las plataformas comparten punto de anclaje. Si no fuese así se necesitarían 80 puntos de anclaje. De esta forma se reducen a 33, quedando así justificado el empleo de los pilotes de succión.

Número de plataformas	20
Número de líneas por plataforma	4
Tipo de línea	Cadena de acero Eslabón sin concreto de 70 mm
Líneas totales	80
Puntos de anclaje en el parque	33

Tabla 1.5. Características del parque

Con ayuda de la carta náutica [20] y del programa [16] *Computational catenary calculation program*. (2005) se realiza una estimación de la longitud de las líneas. Se divide en intervalos de profundidad de 25 metros y las plataformas que tengamos en cada intervalo se les asignará la misma longitud de cadena.

Al tratarse de un sistema con catenaria cada plataforma lleva a bordo un 10% de cadena extra y que además permitirá realizar de un modo más cómodo la conexión en alta mar de la cadena profundeada con la plataforma.

Las líneas son de eslabón de acero sin concreto, siguiendo las recomendaciones de Vicinay Cadenas S.A.

El resumen se puede contemplar en la Tabla 2.3

1.5 Sistema de conexión y transporte eléctrico.

La evacuación de energía eléctrica añade una complejidad tecnológica incrementada por el emplazamiento de aguas profundas. El tendido de cable y la fabricación del mismo, posiblemente sea uno de los cuellos de botella del proyecto.

1.5.1 Elementos del sistema de conexión del parque.

Denominamos *cableado interno* o *línea interna* aquella que une los aerogeneradores con la subestación o el punto de conexión del parque. Son las líneas de 5MW.

La *línea de evacuación*, generalmente de alta tensión, une el punto de conexión offshore con el punto de conexión en tierra. Es la línea de 100 MW.

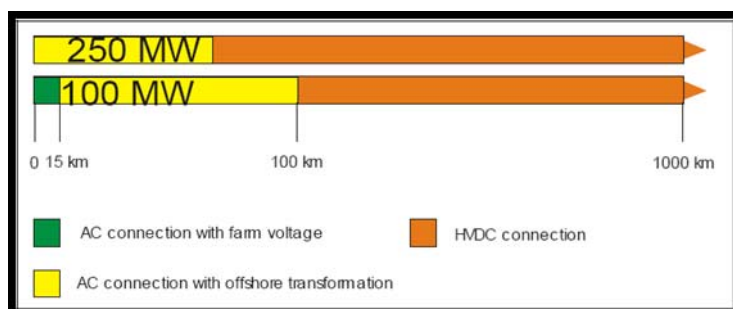
El *punto de conexión* desde donde parte la línea de evacuación a tierra. Normalmente es una subestación en la que se ubican los transformadores.

Punto de conexión a red que es donde llega la línea de evacuación de 100 MW.

1.5.2 Evacuación de energía eléctrica.

La evacuación de energía eléctrica se puede hacer en corriente alterna o en corriente continua. Las opciones de conexión son las siguientes:

- a) Conexión dentro del parque en corriente alterna y transporte en alterna.
 - a.1) Transporte a la tensión del parque.
 - a.2) Transporte al nivel de tensión de la red de distribución de tierra.
- b) Conexión dentro del parque en continua y transporte en alterna.
- c) Conexión dentro del parque en alterna y transporte en continua.
- d) Conexión dentro del parte en continua y transporte en continua.



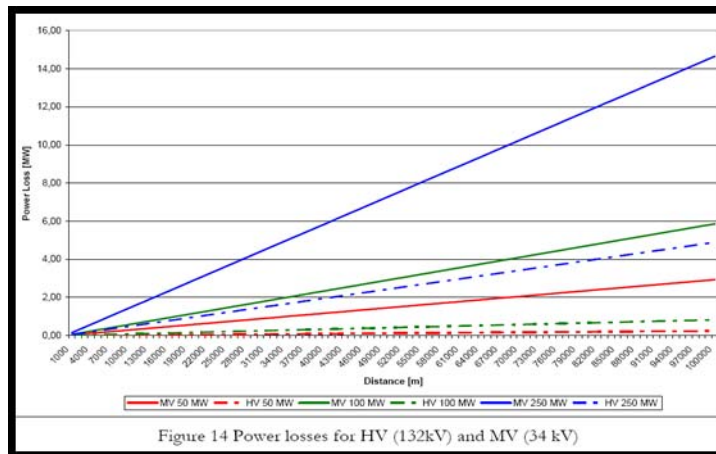


Figura 10. Criterios de selección del tipo de conexión eléctrica.

1.5.3 Criterios de evaluación y elección del sistema de transporte.

Los parámetros técnicos que nos permiten escoger uno u otro sistema de transporte eléctrico son:

- Distancia a la costa,
- Potencia a evacuar,
- Presencia o no en el parque de la subestación,

Basándose en las referencias [25],[23], se pueden establecer los criterios para la toma de decisiones.

La distancia del emplazamiento a la costa es de unos 30 Km, la potencia a evacuar de 100 MW. A la vista de la Figura 10 el transporte en alterna a la tensión de la red 220 kV, es el método más apropiado.

En la Figura 10 podemos comparar para distintas potencias que nivel de tensión es más recomendable, media o alta tensión. Para 100 MW parece claro que a 30 km, las pérdidas de potencia son mucho menores transportando a alta tensión (132 kV) que a media tensión (33 KV). No obstante, se debe valorar el coste añadido de transmitir a alta tensión.

Se ha optado porque el transporte se hará en alterna a 132 kV. Una de las plataformas se debe dimensionar para que albergue una subestación en el parque donde se transforma de 33kV a 132kV. Posteriormente en el punto de conexión en tierra se ha de adaptar a la tensión de la red de tierra de 220 kV.

Internamente el parque se conecta en anillo para que la disponibilidad de los aerogeneradores sea máxima y no se vea interrumpida la producción del parque. Dicha disposición es mucho más cara que cualquier otra, pero aventaja claramente al resto al tratarse de un campo eólico a larga distancia y, por tanto, de limitado acceso.



Figura 11. Esquema de la red de transporte de la zona. En verde la línea de 220 kV.

El cable submarino se lleva a tierra recorriendo la menor distancia posible y buscando una zona en la costa en la que poder soterrar el cable. Una vez en tierra hay que llevar el cable hasta la subestación de Ferroatlántica. Por lo tanto existe un tramo que irá por tierra, opción que se prefiere al tendido directo por mar, mucho más cara.

1.6 Ciclo de vida del proyecto.

Se ha estimado que el ciclo de vida del proyecto es de 20 años, correspondiente a la estimación de vida media de los aerogeneradores. Desarrollamos en los siguientes puntos las estrategias de instalación y operación y mantenimiento cubriendo no solo criterios técnicos y de plazos de construcción y de instalación sino que también se vincula con el análisis financiero y de este modo tener bien definido el "cash flow" de la inversión.

1.6.1 Estrategia de instalación.

Para el proceso de instalación del parque una correcta planificación es de vital importancia. Son varios los procesos que se solapan, y un desfase en cualquiera de ellos deja al descubierto a los otros, disparando costes. Por ejemplo, si el cadenero está fletado y preparado para amarrar una estructura, es necesario que ésta esté montada con su aerogenerador en plazos y sea remolcada a tiempo para optimizar el cadenero, cuyo flete es muy elevado.

Por todo esto los siguientes puntos serán cuidadosamente aplicados:

- Planificación de todo el proceso, con las fechas y plazos dados por suministradores
- Contratación con los mismos de manera muy precisa, con compromiso en el cumplimiento de plazos como punto importante.
- Seguimiento constante de los procesos y buena comunicación; en caso de imprevistos actuar rápidamente en la cadena de producción para adaptarnos lo mejor posible
- El hecho de tener en propiedad un buque supply proporcionará una gran capacidad de reacción y flexibilidad en el apoyo a los demás trabajos tal y como se detalla más adelante.

Se ha elaborado la planificación en Microsoft Project, obteniendo el diagrama de Gantt, donde se visualiza el proceso. Los datos introducidos vienen dados por la labor de sondeo del mercado, facilitado por los colaboradores de empresas del sector. La falta de datos experimentales hace decantarse por las opciones más conservadoras.

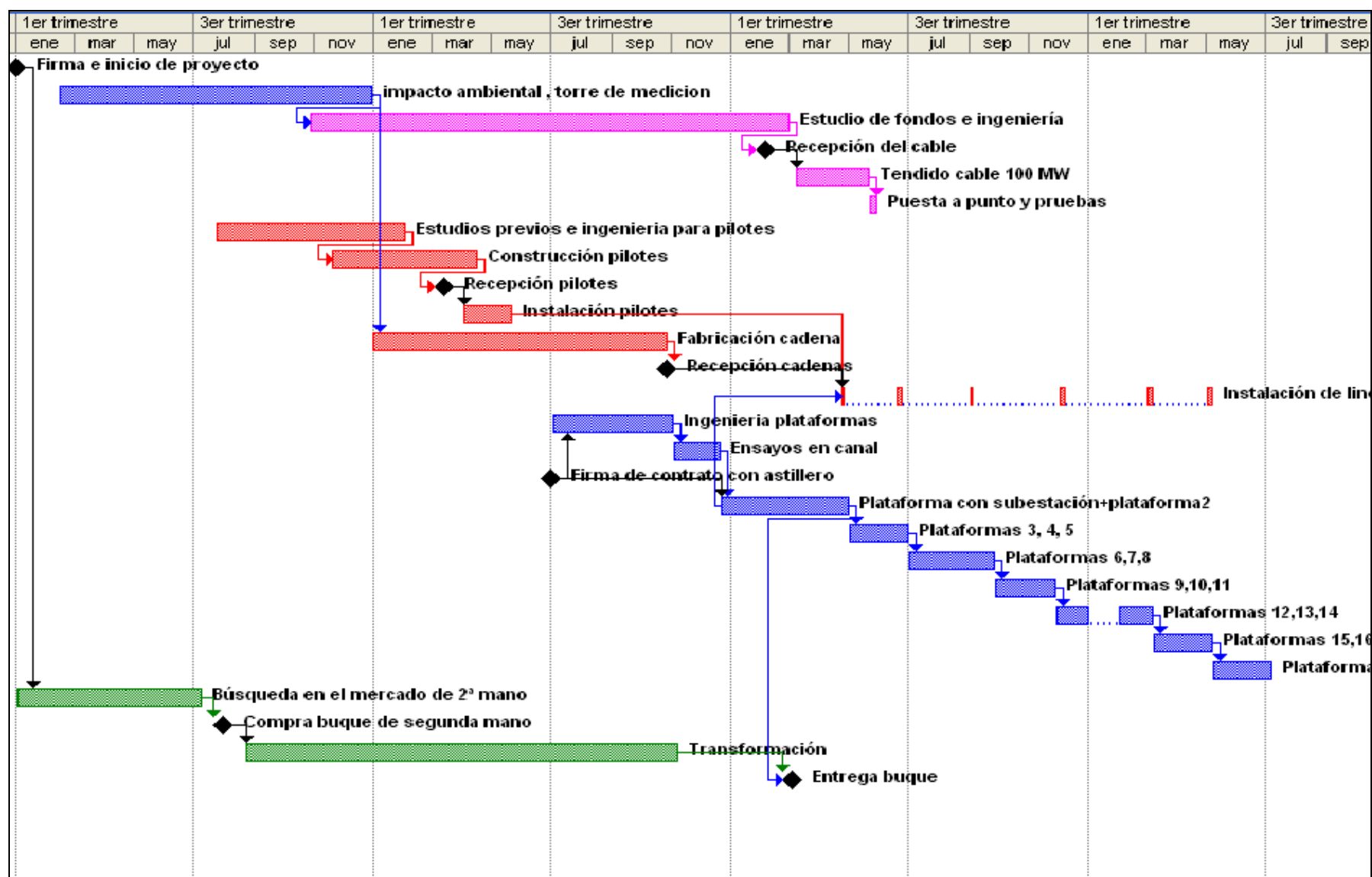


Figura 12. Fases principales en la instalación del parque.

Como se observa en la Figura 12 el pistoletazo de salida está marcado el 01-enero-2011.

Se considera el inicio como el momento en que la administración concede la exclusividad de la zona concursada para los estudios de impacto ambiental, suelos, condiciones meteorológicas y desarrollo tecnológico durante un período de 2+1 años como se describe en el apartado jurídico.

Una vez concedida esa exclusividad se comienza la firma de contratos con las empresas auxiliares. Estos contratos contendrán ya todo el alcance de suministro para el parque, aunque en esta primera fase están subyugados a la viabilidad de los estudios previos. De forma que solo estos gastos serán facturados, y en caso de que todo siga adelante, el resto del contrato quedaría confirmado. Al ser un proyecto, daremos por buenos los estudios para poder dar paso a las demás fases.

1.6.1.1 Estudio previo de impacto ambiental y primer boceto de viabilidad

El día de inicio de proyecto se comienza el estudio ambiental previo.

Se instala la torre de medición durante un año para tener datos de vientos, corrientes y oleajes. No existen en la actualidad torres de medición flotantes, salvo un proyecto cántabro dirigido por el grupo IDERMAR cuyos socios son APIA XXI, IHC, Helium, y Sodercan.

Se desarrolla una torre y se construye al igual que con las plataformas soporte. Deberá estar instalada durante un año.

También se empieza la campaña para recopilar la información sobre el estado del fondo marino.

Las conclusiones de este son básicas para seguir adelante con la promoción del parque. Ha de salir un estudio que de garantías de cara a la Administración y sea viable para las diversas ingenierías involucradas (cable, fondeo, pilotes...).

Consideramos 6 meses de trabajo para dicho estudio, tras los cuales nos lanzamos a la firma de los contratos de:

- Pilotes
- Cable eléctrico
- Fondeo
- Compra de buque de segunda mano : Transformación
- Astillero de construcción de plataformas
- Compra de aerogeneradores

En cualquier caso, durante los primeros 6 meses del año 2011, mientras se llevan a cabo los estudios previos, se comienza la negociación con suministradores, el sondeo de los mercados, para que llegado el punto de confirmar las acciones tengamos la cartera de ofertas bien analizada y no perdamos tiempo de producción.

1.6.1.2 Ingeniería del cable de potencia y evacuación de la energía generada

Se considera la ingeniería del cable la más limitante en cuanto a plazos.

La parte más crítica es el estudio del fondo marino para el trazado del cable hasta la costa, el dimensionamiento de la subestación y desarrollo de ingeniería de conexión de los cables umbilicales de 5MW al cable de evacuación de 100 MW.

Se busca hacer un contrato llave en mano, que incluya el estudio del fondo marino en la zona más allá del realizado en los 6 primeros meses, (el cual sirve como punto de partida, como información para que las empresas oferten adecuadamente), el suministro del cable necesario, la instalación con los buques cableros y la puesta a punto/commissioning de todo el equipo.

La fecha de firma del contrato la consideramos el 1-julio-2011. Al mismo tiempo la empresa irá construyendo el cable en sí, de forma que se estima como fecha de comienzo para el tendido de cable el 01-marzo-2013.

1.6.1.3 Pilotes de succión.

El tipo de contratación de los pilotes es llave en mano. La instalación de los pilotes marca un hito muy importante ya que a partir de ahí se comienza el resto de procesos: líneas de fondeo y plataformas.

Junto con el estudio previo del suelo, que necesariamente llevará a cabo la empresa contratada, conocedores de las necesidades de este tipo de tecnologías, se espera empiecen a montar pilotes el día 01-marzo-2012 y no tarden más de 3 meses. La empresa SPT Offshore estima en 12 horas la instalación de cada pilote por lo que estos tres meses parecen suficientes cubriéndonos ante imprevistos como días de mala mar.

El coste asociado está basado en presupuestos similares de la empresa holandesa SPT Offshore.

1.6.1.4 Líneas de fondeo.

La ingeniería de fondeo tiene varias partes:

- Estudio de condiciones marinas. Instalación limitada a ventanas climáticas favorables.
- Análisis de la maniobra de anclaje al pilote y a la plataforma.
- Fabricación de líneas de cadena.
- Flete de buque cadenero y tendido de las mismas.
- Conexión de las líneas a las plataformas con nuestro buque de apoyo, diseñado al efecto.

Con estas fechas se comenzaría la fabricación de los largos de cadena (que se estima en un total 9 meses Vicinay S.A.), para empezar el tendido de líneas en el segundo trimestre de 2013, cuando los pilotes estén ya montados, y siempre precediendo la entrega de plataformas por parte del astillero. No es posible dejar las líneas de fondeo pre-fondeadas durante largos periodos, ya que esperan flotando mediante boyas en la mar. De modo que se ha planificado dejar las líneas que preceden al remolque de una plataforma a su ubicación final *2 semanas antes de dicho remolque* aproximadamente.

Las líneas quedarán pre-fondeadas sujetas a boyas, de modo que cuando las plataformas flotantes estén preparadas no causen ningún retraso en la puesta a punto del conjunto. Se fleta el buque por periodos estimados según las fechas de entrega de las estructuras, lo cual da tiempo para la fabricación de las líneas de cadena.

El buque cadenero necesario es capaz de instalar al menos cuatro líneas de fondeo en un mismo viaje, empleando *4 días* para ello. Si añadimos un día para ir a la fábrica del suministrador y cargar, tenemos un plazo de *5 días* por plataforma. Con estos plazos, la planificación es fletar el buque 10 días antes de la entrega de cada pack de estructuras por parte del astillero (van de 3 en 3) y efectuar los trabajos de fondeo de las estructuras entregadas:

- 3 estructuras x 5 días = 15 días de buque cadenero para fondear las líneas correspondientes a 3 plataformas.

Esto nos da un total de

- 5 días x 20 plataformas = 100 días de fletamento de buque cadenero.

Las fechas concretas del mismo vienen marcadas por las fechas de entrega en astillero que es el siguiente punto.

El presupuesto para las líneas de cadena ha sido facilitado por *Vicinay Cadenas S.A.* y los costes de flete de un buque cadenero son los actuales de 2010.(Clarkson research services)

1.6.1.5 Construcción de plataforma en astillero

La intención de este proyecto es construir las estructuras de acero que forman la plataforma en un dique de astillero y proceder al montaje de la torre con aerogenerador y palas en el propio dique. De forma que al poner a flote las plataformas estas estén totalmente ensambladas y solamente a falta de las tareas de puesta a punto y arranque de los equipos, las cuales se llevarán a cabo en los muelles del propio astillero.

En el contrato a firmar con el astillero las tareas y responsabilidades de cada parte serán:

PROMOTORES PARQUE EÓLICO	ASTILLERO
Suministro al astillero de planos de básica de acero y armamento, así como también los planos de detalle.	Elaboración de la parte baja de la estructura: Pontones Columnas de estabilización Armamento abordó
Suministro de la torre en 2 partes	Unión de la torre con estructura
Suministro de la góndola y palas	Unión de los 2 tramos de torre
Remolque plataforma a muelle	Unión torre con aerogenerador
Tareas de puesta a punto y remolque final	Montaje de palas en aerogenerador
	Flotadura de la plataforma
	Entrega de la plataforma tras flotadura

Tabla 1.6. Competencias y responsabilidades en la construcción de plataformas en astilleros

Todo el suministro mencionado en la Tabla 1.6 es responsabilidad del promotor, y por tanto forma parte de la planificación. Además el apoyo técnico al astillero con planos detallados de todas las partes, técnicos de cada fabricante, y toda la orientación necesaria corre de parte del promotor.

El astillero entrega la plataforma una vez puesta a flote y a partir de ahí es responsabilidad del promotor, y es el buque de apoyo el que se encargará de su manejo junto con los remolcadores de puerto necesarios para las maniobras complicadas.

El proceso en el astillero de las tareas contratadas tendrá la siguiente cronología:

1. Abril 2013: Pedido de acero, recepción y comienzo de corte, previas y bloques. Estrategia constructiva.
2. Junio 2013: Elaboración de la plataforma de acero. 3 plataformas en construcción en paralelo.
3. Agosto 2013: Puesta de quillas² en dique y montaje bloques
4. Octubre 2013: Recepción en astillero de las torres (x3) en 2 piezas para montaje en dique
5. Diciembre 2013: Recepción en astillero de las góndolas (x3) y las palas (x9).
6. Febrero 2014: Montaje de góndola y palas, y unión con torre.
7. Abril 2014: Puesta a flote de las 3 plataformas a la vez, y remolque de cada una a muelle para puesta a punto y remolque a su ubicación final.

La idea es hacer 3 plataformas en paralelo en el dique, pero sí habrá un orden y un pequeño desfase entre una y otra, debido a la necesidad de alquiler de una grúa especial para el montaje de la parte alta de la torre (más de 100 metros de altura) y por lo tanto se montará una a una, es decir, no se contratarán 3 grúas para la instalación de las góndolas.

Esto dará al astillero un pequeño margen para ir completando las plataformas.

El desfase de que estamos hablando es de unos 4 días, que es lo que tarda la grúa en posicionarse, trabajar 2 días, y posicionarse de nuevo en la siguiente plataforma.

Cuando las 3 están finalizadas se inunda el dique y se posicionan en muelle con el apoyo de los remolcadores de puerto.

Allí esperarán a que finalice su puesta a punto para ser remolcadas a su ubicación final en el parque.

El astillero continúa la fabricación en talleres de los bloques de las siguientes tres plataformas para una vez secado el dique comenzar con ellas. Y se repetiría el proceso de nuevo, de modo que para cuando se acerca la botadura, las anteriores tres plataformas están situadas en el parque, conectadas a la red y produciendo energía eléctrica.

Un punto clave en este proceso es el alquiler de la grúa especial para el montaje de la parte alta de los aerogeneradores. Los costes asociados a esta grúa se pueden ver en la Tabla 2.2.

Este coste es facturado aparte por el astillero ya que forma parte de nuestra responsabilidad como promotores.

De la previsión de fechas, una vez desarrollado el proceso, dependen el suministro de los aerogeneradores y las torres (mismo suministrador, RePower) y el fletamento del buque cadenero para el tendido de las líneas de fondeo. Hay una salvedad y es la ventana climática, por la cual durante los meses de diciembre, enero y febrero no se efectúan trabajos en la mar, y por tanto no hay fondeo y conexión de plataformas. Estas esperarán en muelle al mes de marzo, cuando se hará la instalación de las plataformas acumuladas de forma continuada y se recuperará el ritmo normal de instalación.

1.6.1.6 Suministrador aerogeneradores

Como hemos visto en el apartado 1.6.1.5, el contrato de plazos con el suministrador de los aerogeneradores está definido por los plazos de entrega de las plataformas.

El astillero ha de preparar una zona de recepción de torres, góndolas y palas para montaje en dique. La capacidad de esta zona ha de ser tal que quepan 3 góndolas y 9 palas, de modo que por cada tanda de plataformas se disponga de estos equipos y una vez instalados lleguen los de las siguientes. Los costes de los aerogeneradores incluyen las torres. Existe la posibilidad de disminuir los mismos contratando caldererías nacionales cuyos costes son más bajos.

Los plazos serían los siguientes.

Pack	Equipo	Fecha
Pack 1	1 góndola, 6 palas, 1 góndola para plataforma con subestación	Diciembre 2012
Pack 2	3 góndolas, 9 palas	Marzo 2012
Pack 3	3 góndolas, 9 palas	Junio 2012
Pack 4	3 góndolas, 9 palas	Septiembre 2012
Pack 5	3 góndolas, 9 palas	Diciembre 2012
Pack 6	3 góndolas, 9 palas	Marzo 2013
Pack 7	3 góndolas, 9 palas	Junio 2013

Tabla 1.7. Plazos de entrega de aerogeneradores en astillero.

² La plataforma como tal no dispone de una quilla pero se mantiene la terminología naval que resulta más precisa y cómoda para definir procesos.

1.6.2 Estrategia de mantenimiento.

Los costes de operación y mantenimiento del parque eólico son una partida muy importante. El emplazamiento de aguas profundas y los requisitos que exigen las plataformas flotantes son los culpables, y son la razón además de que se haya optado por tener un barco en propiedad para llevar a cabo la operación del parque.

En este capítulo vamos a describir esquemáticamente las operaciones de mantenimiento y sus costes correspondientes.

La política de mantenimiento está basada en tres formas de acción.

- *Equipos monitorizados:* mediante aparatos de medida tendremos las magnitudes más importantes de los equipos más críticos en tiempo real mediante la fibra óptica que llevan los cables eléctricos.
 - *Aerogenerador:* sensores de temperatura en generador eléctrico, multiplicadora, y fluidos lubricantes y refrigerantes. Parámetros de revoluciones, producción energética.
 - *Sistema de lastre:* nivel de los tanques de lastre y operatividad de bombas de lastre/achique, alarmas de inundación, operatividad de las válvulas de accionamiento remoto.
- *Mantenimiento predictivo:* esta filosofía consistente en cambiar determinados equipos de alta importancia en la producción pasadas ciertas horas de funcionamiento, esté o no en condiciones de seguir funcionando. Es más rentable con estos equipos asegurarnos el correcto funcionamiento a correr el riesgo de un fallo que pare la producción.
 - Cambio de cojinetes y frenos del aerogenerador
 - Renovación de las botellas de CO2 contra incendios.
 - Mantenimiento del sello de las bombas de lastre y válvulas de tanques de lastre
 - Filtros de agua salada.
- *Mantenimiento correctivo:* el clásico rotura-reparación se aplicará básicamente a todos los demás equipos y estructura abordado. Las inspecciones periódicas serán las que nos alerten de las reparaciones necesarias cuando los parámetros monitorizados no alcancen a darnos dicha información.
 - *Estructura general de la plataforma:* estado del acero, soldaduras, corrosión...
 - *Conexión del fondeo:* estado de los eslabones de conexión.
 - *Armamento abordado:* línea de lastre, estado de las bombas, válvulas, pérdidas en las líneas, etc.
 - *Estado de las palas, rotor, carcasa del aerogenerador y demás componentes no vitales que componen el suministro del aerogenerador.*

Una vez descritas las filosofías de mantenimiento que se llevarán a cabo, vamos a hacer una estimación en actuaciones reales a lo largo del año que implica este mantenimiento, asignando el coste correspondiente, para llegar a un coste por año.

1.6.2.1 Estimación de inspecciones al parque eólico

La política va a ser de una inspección programada en la época de septiembre, antes de la época de tormentas, para preparar e inspeccionar las plataformas para el invierno.

Se aprovechará para hacer el mantenimiento preventivo de las piezas críticas para que el aerogenerador aguante adecuadamente durante esta época, que por otro lado es la de mejor calidad de viento.

Se estiman 2 viajes extra de media por año, ya que después de las tormentas más fuertes haremos un reconocimiento del estado del fondeo y aerogenerador.

Inspección preventiva en septiembre	Viaje imprevisto 1	Viaje imprevisto 2
45 días	10 día	10 día
- Técnicos especializados 2 x 3000 €/día	Técnicos especializados No Aplica	Técnicos especializados No Aplica
- Operarios 14 x 500 €/día	- Operarios 8 x 500 €/día	- Operarios 8 x 500 €/día
- Buzos 4 x 3000 €/día	- Buzos 2 x 3000 €/día	- Buzos 2 x 3000 €/día
-TOTAL COSTES 1.395.00 euros	-TOTAL COSTES 440.00 euros	-TOTAL COSTES 440.00 euros

Tabla 1.8. Planificación de inspecciones

En la Tabla 1.8 se muestran los costes asociados a esta planificación.

Claves en el razonamiento de este mantenimiento:

1. Se dispone de un barco supply en propiedad, y por lo tanto no pagamos flete, solo costes generados por el mismo según los días de uso en nuestro parque (Tema del buque tratado en capítulo aparte, Cap. 2.2).
2. La dotación diseñada es amplia pensando en que no es posible hacer viajes numerosos, y hay que llevar *todo* lo que necesitemos para cada tipo de viaje.
3. La cifra del 1 % son valores típicos del onshore distribuidos en los 20 años de ciclo de vida del proyecto. Nosotros estimamos un 2% anual del coste del aerogenerador para ser más conservadores.
4. La visita especial prepara y pertrecha las plataformas fuertemente para el invierno, y calculamos dos actuaciones extra por plataforma. Esto da margen para mantener las plataformas en funcionamiento la mayor parte del tiempo y no dejar de producir energía.
5. Los operarios contabilizados en las inspecciones de mantenimiento son aparte de la dotación propia del buque, cuya tripulación está en la parte de costes fijos de operación del buque. Esta dotación es permanente y parte de la empresa, y por lo tanto es personal muy útil en los trabajos de mantenimiento y familiarizada con los mismos. Es una gran ventaja frente a fletar un buque cada vez, con tripulación desconocida y sin compromiso con el parque eólico.

1.6.3 Caracterización de buques involucrados

Como se ha podido comprobar la instalación, operación y mantenimiento del parque requiere la presencia de diversos buques a lo largo de la vida del parque. Uno de los objetivos de este documento es precisamente caracterizarlos y analizar de qué manera intervienen tanto técnica como económicamente en el total de los costes del parque y los tipos de contrato con cada uno de ellos:

- Buque cablero para la instalación del cable de 100 MW. Los cableros se suelen ofertar como *flete por tiempo*, aunque es común que la propia empresa del cable proporcione el suyo propio u oferta una naviera asociada con la que suela trabajar. Es un buque caro, de alta tecnología y cuya disponibilidad no es inmediata en el mercado, por lo que podría ser un cuello de botella del proyecto.
- Buque instalador de pilotes (o en su defecto un buque anclero si no se opta por solución pilotada). Este tipo de trabajos son muy específicos y las empresas especializadas como SPT Offshore o Vryhoff se encargan de hacer servicios llave en mano. Tiene un coste muy elevado ya que al contratarse llave en mano, todos los gastos del buque corren por parte de la empresa instaladora, incluidos los retrasos por mala mar. Por todo ello recibirá el precio pactado de ante mano, por lo que es previsible que sea un precio muy elevado que cubra estas circunstancias además del margen de los intermediarios.
- Buque cadenero-anclero (AHTS Anchor handling tug vessel). Estos buques son más abundantes, de uso más extendido que el anterior y por tanto su flete es relativamente más económico. En este proyecto se ha supuesto que se contrata bajo *flete por tiempo*.

Esto supone que en base a la planificación tenemos unas necesidades de este buque en unas fechas concretas. Contrataremos los servicios del buque en esas fechas, de modo que el armador tiene la obligación de tener el buque adecuadamente pertrechado y mantenido para los trabajos que se le suponen, y nosotros le damos las indicaciones de trabajos a realizar:

- Acudir a por largos de cadena al muelle de puerto
- Cargar y estibar dichos largos
- Tender las líneas de fondeo con las indicaciones de ubicación dadas por el promotor

Con esta modalidad de flete, el promotor es responsable de los gastos variables generados en el tiempo de trabajo: fuel, aceite, gastos de puerto, y el armador del buque es responsable de los gastos fijos de su buque (tripulación, seguros y mantenimiento), para los cuales recibe el precio por día pactado en el contrato de fletamento por tiempo.

Es importante remarcar que en caso de mala mar e imposibilidad de trabajar, los gastos variables siguen corriendo por cuenta del promotor así como el pago de flete diario pactado, de modo que la correcta previsión de los trabajos a realizar y las condiciones previstas en la medida de lo posible es un punto básico como promotores de diligente gestión.

- **Buque de apoyo y operaciones offshore (PSV platform supply vessel).** La operación del parque podría llevarse a cabo mediante el fletamento de los buques necesarios o la subcontratación de los servicios correspondientes. No obstante, se ha optado por transformar un buque de segunda mano y adaptarlo a las necesidades del parque. Los motivos y criterios que fundamentan esta opción se detallan en el más abajo.
- **Remolcadores.** Los remolcadores de puerto son muy abundantes y su coste es bajo. Su empleo para realizar operaciones marítimas se viene empleando desde hace años por lo que son un tipo de buques de uso extendido.
- **Otros buques.** En diversas conferencias se ha hablado de la necesidad de **buques hotel**. Esta solución tiene sentido para parques muy alejados de la costa en emplazamientos en los que haya muchos MW instalados y no compense ir y volver a tierra. En la actualidad existen **buques supply** como el North Ocean 103, construido en Metalship, Vigo, o similares que además de ser buques de trabajo ofrecen todas las comodidades en su habilitación por lo que, sin ser buques hotel, hacen la función como tales. Con esto queremos decir que, hoy en día, los buques multipropósito resuelven las necesidades de hipotéticos parques eólicos flotantes como los que se plantean aquí.

Como se ha adelantado en la parte de mantenimiento se ha optado (criterios y fundamentos en los siguientes puntos) por adquirir un buque en propiedad para:

1. Remolque de las plataformas en la etapa de la instalación
2. Conexión del cable de 5MW de cada plataforma al cable de evacuación de 100 MW
3. Manejo de las líneas de fondeo solo en lo que afecta a la plataforma (conexión y desconexión de la misma)
4. Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque
5. Capacidad de remolque de la plataforma a puerto en caso de gran avería.
6. Capacidad de reacción inmediata en caso de averías que de otra manera supondrían buscar buque y pagar el precio asociado a tal necesidad
7. Reto asociado al tener un buque y explotarlo como tal. Dispondremos de un buque en puerto de características muy amplias que seguro puede ser explotado cuando no se requiera en el parque.

Tenemos plazo suficiente para estas acciones, ya que los estudios ambientales e ingeniería hacen que los plazos iniciales sean largos y no necesitamos de los servicios del buque supply hasta algo más adelante. Por lo tanto es realista suponer que encontramos el buque y astillero adecuados.

El buque de apoyo que ha de cumplir con los objetivos expuestos al principio es un buque con las siguientes características:

- Capacidad de remolque suficiente para mover las plataformas de desplazamiento 3000 toneladas
- Acomodación para 20 personas ajenas a la gestión náutica del buque y hospital para 4 personas: total de 35 personas.
- Cubierta de trabajo en popa con capacidad de grúas para trabajos, mínimo 40 toneladas
- Vehículo ROV abordado y pescante de trabajo
- Equipo de amarre en cubierta para aproximación y trabajo abarloado a la plataforma, posicionamiento dinámico grado 2.
- Clasificación contra incendios
- Equipo de iluminación en cubierta para trabajo durante la noche y acceso a plataformas
- Sistemas de suministro abordado a naves externas: aire comprimido, agua dulce, maquinaria de soldar, taller abordado con torno, fresa y demás herramienta necesaria.
- Pañoles de tamaño adecuado para tener repuestos frente a las diversas situaciones que se planteen

1.7 Estrategia de desmantelamiento.

El desmantelamiento del parque debe quedar reflejado en la contabilidad interna del promotor. Aunque, como se comentará más adelante, los pilotes y las líneas de fondeo podrían aprovecharse para posteriores explotaciones del parque, se supone que tras los 20 años el parque se desmantela al completo. La forma por la que se ha optado para cubrir estos costes es hacer uso de la reserva obligatoria más la reserva voluntaria, lo cual supone un 10% del flujo anual después de los impuestos.

Reserva acumulada al cabo de 20 años: 83.474.396 euros.

Esta reserva sirve tanto como reserva en caso de imprevistos o desembolsos adicionales a los ya previstos (2% del precio de los aerogeneradores anualmente para contingencias) como para afrontar los costes de:

1. Desmantelar el parque
2. Hacer una renovación/inspección total de los equipos y plataformas, de forma que podamos continuar la vida del parque. Esta es la opción más interesante ya que algunas de las inversiones afrontadas necesitan de muy poco recambio o ninguno, como es el caso de los pilotes y las cadenas. Con lo cual el kWh de esa ampliación de producción sería más económico. Todos los factores apuntan a esta opción en el año de final de producción, el 2035.

2. Estudio económico y de viabilidad.

Tras definir todos los elementos que constituyen el parque, o al menos, los principales que se han identificado, se clasifican en grupos y subgrupos de coste para facilitar su identificación. Al final del documento se detallan las empresas y colaboradores del trabajo que han hecho más preciso el presupuesto.

Algunos valores como el coste del cable o de los aerogeneradores se ha tenido que hacer de modo aproximado al no tratarse de datos que los suministradores proporcionen abiertamente, por lo que se han cogido los ratios que se suelen emplear en el sector y optando siempre por el precio más conservador.

Cable 5MW: 150 euros/m; Cable de 100 MW : 250 €/m ; Aerogeneradores: entre 0.8 y 1,2 M€/MW

2.1 Clasificación de los costes.

Se muestra aquí con cierto detalle la relación de los costes más relevantes del proyecto. Trataremos esta sección lo más gráficamente posible, y en el capítulo de planificación del parque se detalla la estrategia de producción de forma detallada que explica las decisiones tomadas. Estas tablas son la cuantía de los costes, y constituye el esqueleto del proyecto, ya que nos ha llevado gran trabajo el recopilar cada uno de ellos, para que sea lo más realista posible, y ha sido gracias a la colaboración de numerosas empresas del sector y compañeros de profesión.³

³ La curva de aprendizaje para construir las plataformas se aplica al coste/hora y el coste de acero es fijo. Los costes de equipos no están incluidos aunque sí el montaje de los mismos.

La Sociedad de Clasificación sólo certifica el parque. La clasificación de las plataformas es algo que no está contemplado en la actualidad.

El coste de cable está calculado para 52000 m de cable de 100 MW y 7000 m de cable de 5MW.

- Los costes asociados a los trabajos en el astillero:

Código	Concepto-Nombre del grupo		
201	Construcción en astilleros		
001	Plataforma con subestación		
	Mano de obra horas / ton		40
	Toneladas de acero ton		2100
	Coste euros/hora		45
	Coste acero euros /ton		538 €
	Tiempo construcción de una plataforma Hora		84000
	coste horas por plataforma		3.780.000 €
	coste acero por plataforma		1.129.800 €
	Coste total por plataforma		4.909.800 €
	Coste total por plataforma incluyendo armamento y margen comercial		5.891.760 €
002	Plataformas sin subestación		
	Toneladas de acero ton		1600
	Tiempo construcción de una plataforma Hora		64000
	coste horas por plataforma		2.880.000 €
	coste acero por plataforma		860.800 €
	Coste total por plataforma		3.740.800 €
	Considerando una curva de aprendizaje de la OCDE	coef reduccion	
	Plataforma		
	2	100%	2.880.000 €
	3	92%	2.649.600 €
	4	82%	2.361.600 €
	5	80%	2.304.000 €
	6	76%	2.188.800 €
	7	74%	2.131.200 €
	8	72%	2.073.600 €
	9	71%	2.044.800 €
	10	64%	1.843.200 €
	11	64%	1.843.200 €
	12	64%	1.843.200 €
	13	64%	1.843.200 €
	14	64%	1.843.200 €
	15	64%	1.843.200 €
	16	64%	1.843.200 €
	17	64%	1.843.200 €
	18	64%	1.843.200 €
	19	64%	1.843.200 €
	20	64%	1.843.200 €
	TOTAL coste mano de obra		38.908.800 €
	TOTAL coste acero		17.216.000 €
	TOTAL COSTE PLATAFORMAS sin subestación		56.124.800 €
	20% incremento por integración de equipos y margen comercial		67.349.760 €
	TOTAL PLATAFORMAS		73.241.520 €

Tabla 2.1. Coste plataformas

A estos costes habría que añadir ingeniería de diseño conceptual, ingeniería básica y de detalle, ensayos en canal y la grúa instaladora de aerogeneradores. Detallamos el coste de grúa a continuación:

204	GRUAS ESPECIALES PARA MONTAJE AEROGENERADORES	
Viaje al astillero + posicionamiento	1 día posicionamiento Más gastos de viaje	5.000 €
Montaje cada aerogenerador	1 días montaje	8.000 euros día (12 horas)
Total coste de las grúas		260.000 €

Tabla 2.2. Coste grúa instaladora de aerogeneradores.

- El cálculo del coste de las líneas se hace obteniendo la longitud de líneas en intervalos de profundidad de 25 metros con ayuda del programa *Computational Catenary Calculation Program*. Como es cadena de 70 mm se calcula el peso de la misma y se le aplica el coste por kilogramo (apoyo técnico prestado por Vicinay S.A.).

$$P_{cadena} = L(m) \cdot d^2(mm) \cdot K \quad \text{Ec. 2.1}$$

$K = 0.02$ sin contrate $K = 0.0219$ con contrate

$$Coste_{cadena} = P_{cadena} \cdot 2,6€/kg \quad \text{Ec. 2.2}$$

501 Líneas de fondeo						
Profundidad (m)	Longitud de línea (m)	Nº plataformas	Líneas por plataforma	cadena m	Peso acero	Coste
400	877	2	4	7.717,60	756.324,80	1.890.812 €
375	855	2	4	7.524,00	737.352,00	1.843.380 €
350	832	4	4	14.643,20	1.435.033,60	3.587.584 €
325	810	4	4	14.256,00	1.397.088,00	3.492.720 €
300	788	2	4	6.934,40	679.571,20	1.698.928 €
275	766	4	4	13.481,60	1.321.196,80	3.302.992 €
250	744	2	4	6.547,20	641.625,60	1.604.064 €
Totales (m)				71.104,00	6.968.192,00	17.420.480 €

Tabla 2.3. Coste de las líneas de fondeo.

506	Instalación cadenas	
	flete cadenero €/día	50.000 €
	nº plataformas	20
	días por plataforma	5
	TOTAL	5.000.000 €

Tabla 2.4. Coste de Instalación de cadenas

TABLA RESUMEN DE TODOS LOS COSTES RELEVANTES DEL PROYECTO

Nombre del grupo	GRUPO DE COSTE	Nombre Subgrupo	SUBGRUPO	COSTE Subgrupos	COSTES Grupos
Estudio previo	100	Estudio de impacto ambiental	101	1.500.000 €	
		Clase, reglamentos, certificados, Investigación meteorológica	102	1.000.000 €	
			104	1.000.000 €	3.500.000 €
Plataformas flotantes	200	Construcción en astilleros	201	73.241.520 €	
		Costes de ingeniería plataformas	202	382.000 €	
		Grúas Especiales para montaje aerogeneradores	204	260.000 €	
		Ensayos en canal	203	60.000 €	
		Remolcadores de puerto	205	180.000 €	74.123.520 €
Equipos a bordo y sistemas	300	Sistema de lastre	301	864.000 €	
		Sistema de señales y comunicaciones	302	600.000 €	
		Sistema contraincendios	303	1.000.000 €	
		Sistema de emergencia	304	1.000.000 €	
		Protección catódica	305	2.320.000 €	
		Pinturas	306	400.000 €	6.184.000 €
Aerogeneradores	400	Aerogenerador	401	120.000.000 €	120.000.000 €
Sistema de Fondeo	500	Líneas de fondeo	501	17.420.480 €	
		Ingeniería fondeo	502	60.000 €	
		Pilotes de succión	503	4.290.000 €	
		Ingeniería pilotes	504	250.000 €	
		Instalación pilotes	505	6.600.000 €	
		Instalación cadenas	506	5.000.000 €	33.620.480 €
Cable	600	Cable eléctrico	601	14.214.250 €	
		Ingeniería y gestión	602	430.000 €	
		Carga/transporte/entrega de cable	603	5.000.000 €	
		Obra para adaptación del cable en tierra	604	2.000.000 €	
		Tendido de cable	605	9.000.000 €	
		Pruebas inspecciones y puesta a punto	606	500.000 €	
		Subestación 33/132 KV	607	3.500.000 €	
		Ingeniería Subestación	608	60.000 €	
		Entrega y puesta a punto	609	100.000 €	34.804.250 €
Operación	700	Inspección mantenimiento preventivo	701	27.900.000 €	
		Mantenimiento extraordinario	702	8.800.000 €	
		Materiales y herramientas	703	48.000.000 €	84.700.000 €
Buque propio	800	Compra del buque de segunda mano	801	26.706.561 €	
		Transformación de buque	802	2.500.000 €	
		Costes fijos del buque	803	28.000.000 €	57.206.561 €
Gestión de proyecto	900	Seguros	901	80.000.000 €	
		Departamento Jurídico	902	600.000 €	
		Sueldos	903	4600000	
		Admon. y oficinas	904	3.000.000 €	88.200.000 €
TOTAL					502.338.811 €

Tabla 2.5. Resumen de los costes del parque eólico flotante.

Por último y sirviendo de resumen a los número expuestos, la distribución porcentual de costes, la cual es muy ilustrativa de la situación offshore del parque eólico analizado. Vemos como el coste de plataforma y buque de apoyo por ejemplo son muy elevados, acercándose incluso al coste de aerogeneradores en sí. Son circunstancias propias de la localización de los aerogeneradores. Es interesante comparar esta distribución porcentual con la correspondiente a la eólica en tierra y la eólica pilotada en bajas profundidades. No obstante a favor de la solución flotante tenemos el gran recurso viento y el menor impacto ambiental como grandes ventajas.

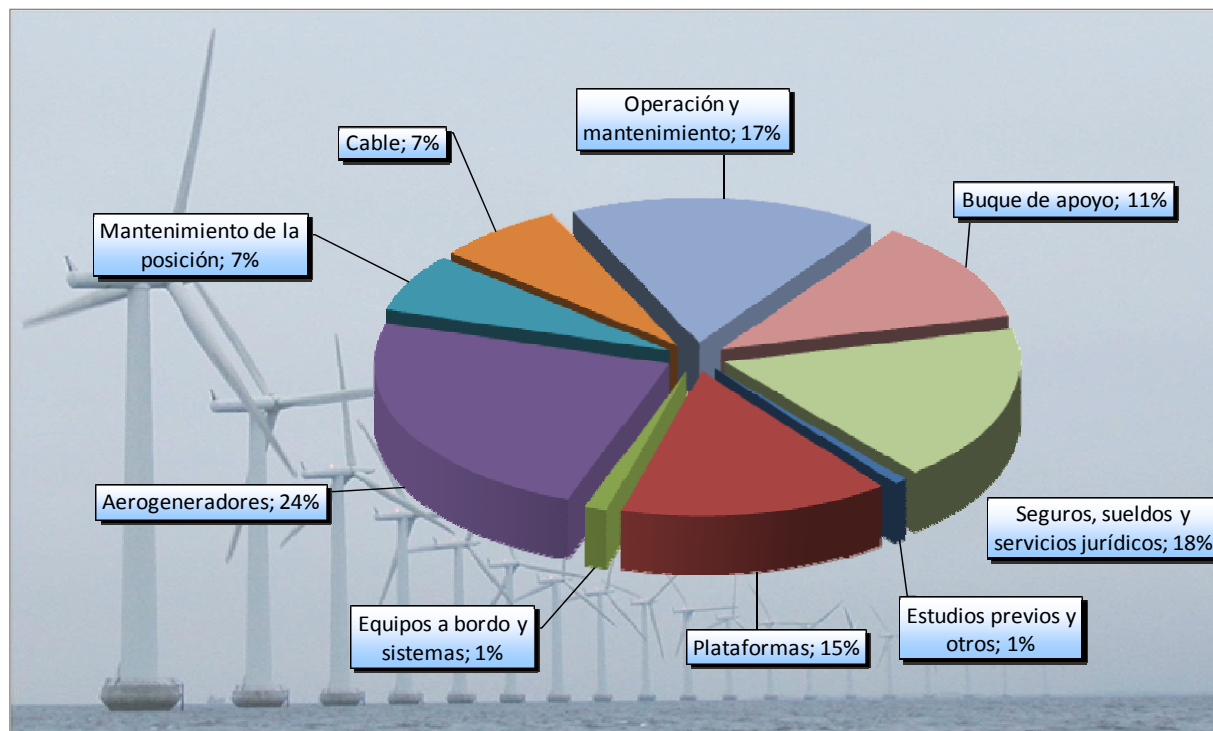


Figura 13. Distribución de costes del parque

2.2 Aspecto económico y financiero de la Transformación del Buque de Apoyo

Expuestas las “necesidades buque” en el mantenimiento y planificación del parque eólico pasamos a redactar la operación, y poner blanco sobre negro la viabilidad de esta parte, la más atrevida y por ello más interesante desde el punto de vista marítimo del proyecto.

Se dispone de 6 meses según nuestra planificación para buscar en el mercado un buque adecuado para una transformación a nuestra especificación. Y como hipótesis establecemos:

- Compra de buque segunda mano 22 M€
- Reconversión 2,5 M€

Estas cifras, desde luego no son aleatorias y se han contrastado con el Project Manager, Pedro Oslé, del astillero ASTANDER SA. Estamos hablando de un buque PSV de unos 50 a 60 m de entre 5 y diez años, al que se le hacen trabajos de adaptación de la acomodación, instalación de una grúa principal que se adapte a nuestras necesidades y se le montan algunos equipos menores que se adapten a la especificación. Una conversión de este porte supone tan sólo unos meses de trabajo.

Un punto importante es ver realmente en qué aspectos nos va a suponer un ahorro el tener el buque en propiedad comparado con fletar a cada momento el buque adecuado para el trabajo correspondiente.

La siguiente tabla (ver Tabla 2.6) analiza los costes de operar el parque eólico fletando en cada momento el buque requerido. Esta tabla constituye nuestro criterio para la opción de adquirir un buque en propiedad. Es importante recordar que dado que se trata de fletamentos por tiempo, aparte del precio por día, somos responsables del fuel y gastos de puerto asociados a los trabajos, así como de correr con los gastos asociados de mala mar y por tanto retrasos en las operaciones correspondientes.

Tipo de buque	Flete medio diario €/día	Días en periodo de instalación	Días por año (x 20 años)	Coste en vida del parque
Cablero	100.000	60	1	8.000.000
Remolcador	30.000	80	3	4.200.000
Supply	40.000	80	65	55.200.000
TOTAL (cuantía llevada al año 2011)				67.400.000

Tabla 2.6. Costes directos imputables a un mantenimiento sin buque propio.

A estos gastos añadimos los gastos variables de operación:

- Consumo medio de fuel por día para todos los barcos: 4 ton/día. A 400 euros la tonelada de MDO → 112.000 euros /año durante la operación y 352.000 euros durante instalación
- Retrasos en trabajos por mala mar en los que los gastos siguen siendo de nuestra parte. Estimando un 10 % de retraso, 1.710.000 euros año de añadido.

Estos son los costes directos estrictamente calculados, pero hay más factores económicos a tener en cuenta:

- Flete elevado para ocasiones de emergencia
- Periodos de no producción por no poder acudir en el momento a reparar.
- Ingresos extras debidos nuestro papel de armadores para terceros.
- Calidad extra de reparaciones y mantenimiento.
- Valor residual del buque pasados los 20 años del parque

Vamos a desglosar los costes de adquirir un buque en propiedad y operarlo y compararlo con estos gastos descritos.

En cuanto a la compra de un buque se aporta un porcentaje para la operación, ya que no es posible encontrar financiación al 100% en una operación de este tipo.

Total precio del buque	22.000.000
Aportado por promotor	5.000.000
Préstamo de un banco	17.000.000
Plazo de devolución	10 años
Interés del préstamos	5%
Sistema de devolución	Francés
Cuota trimestral de devolución	542.664 euros
Nº de cuotas	10 x 4 = 40 cuotas trimestrales
Total pagado pasados los 10 años	21.706.561 euros
Pagado de intereses	4.706.561 euros

Tabla 2.7. Compra y financiación del buque PSV

Además tendremos la posibilidad de operar el barco en puerto y en la zona, de modo que maximicemos sus ingresos, y hagan más rentable la operación debido a:

- Por un lado porque solo el hecho del flete hace más barata nuestra opción
- Por otro además se obtiene un dinero al buque operándolo como armadores

Coste financiero total	4.706.561 euros
Coste financiero por año	235.328 euros
Tripulación al año	900.000 euros
Seguros	400.000 euros
Mantenimiento buque	100.000 euros
Fuel	Será imputado a cada viaje del buque, según quien sea el fletador: nosotros o terceros.
	Lo mismo con los demás consumibles: aceite, comida, agua, etc
Total al año	1.635.328 euros

Tabla 2.8. Costes financieros y de explotación del buque

De esta partida de costes fijos de operación del buque, la parte específica para operación y mantenimiento del parque, aplicamos:

Días al año de uso del buque para nuestro parque	200 días al año
Porcentaje de los gastos fijos del buque imputables al mantenimiento del parque	200/365 ---- 54.8%
Cuantía en euros	0,548 x 1.635.328 = <u>896.159 euros/año</u>

Tabla 2.9. Costes imputables a la O&M del parque en lo referente al buque de apoyo.

Por lo tanto la comparación es clara:

- 896.159 euros/año de gastos de barco en el mantenimiento del parque con buque en propiedad
- 963.700 euros/años de gastos de fletamento de buque en mantenimiento del parque.

Concluimos que es rentable operar un buque en propiedad, además de mejorar considerablemente la operatividad, flexibilidad y capacidad de reacción como armadores ante imprevistos, y por tanto optamos por la opción de buque propio.

2.3 Financiación del parque

El primer y más laborioso capítulo del proyecto ha sido la elaboración del diagrama total de costes. Esto es debido a nuestro criterio de implementar valores lo más reales posibles, y por tanto sacados de un sondeo del mercado y la colaboración de las diversas empresas consultadas.

La variación del valor del dinero en el tiempo la hemos tenido en cuenta del siguiente modo:

- Actualización anual de los valores a partir de 2014 del 2%.
- En el periodo de instalación no se actualiza el valor del dinero debido a que los contratos están cerrados en sus cuantías con las diferentes empresas.
- Los sueldos de los socios fundadores tiene un crecimiento anual del 5%.

En la tabla *cash flow* se han imputado los desembolsos descritos en el capítulo de costes de acuerdo a las fechas establecidas en la planificación. Junto con la inflación antes mencionada quedan claros los pagos a realizar en la vida del parque.

Para explicar la financiación y los niveles de ingresos requeridos, partiremos de un precio de kWh que fije unos niveles de financiación necesarios. Este precio es **0,14 €/kWh**. Es algo alto para el año 2010, ya que el tope fijado por el gobierno con la prima estaba en 0,17€/kWh, pero se considera realista ya que es un valor para todo el período con la simple variación del IPC menos el 0,5% (el precio de la electricidad crece menos que el IPC por ley), y el mercado de la producción energética que en los próximos 20 años puede crecer fácilmente.

Los ingresos de la empresa promotora provienen de:

- | | | |
|----------------------------------|-------------|-------|
| 1. Aportación socios fundadores | 30.000 | euros |
| 2. Aportación socio capitalista | 142.706.606 | euros |
| 3. Financiación externa – bancos | 142.706.606 | euros |

4. Subvenciones en materia de I+D+i

1.000.000

euros

Este diseño de financiación se ha elaborado con los siguientes criterios:

- Financiación vía “[Project Finance](#)”: los ingresos generados por el propio proyecto cubren la devolución del préstamo. La financiación externa tiene el mismo volumen que la aportación del socio capitalista (apalancamiento del 50%). Esto es muy importante para atraer a los bancos a un proyecto como este. Con la situación financiera actual, si no hay riesgo compartido de modo que el banco no sea el que más arriesga en la operación es inviable pensar en una concesión de préstamo.
- Los socios fundadores hacen una aportación simbólica que muestra también su compromiso con el proyecto.
- Conseguiremos más subvenciones públicas, aparte de la prima en el kWh, siempre enfocadas a I+D+i, formación de empleados en energías renovables, etc., y por ello hacemos esa partida para que conste en los libros.
- Esta es la financiación necesaria con la tarifa de 0,14 €/kWh establecida como base. En las conclusiones hacemos varios escenarios con variaciones en las tarifas y algunos de los costes, de modo que podremos ver la gran variación de los números según la situación del mercado eléctrico.

Ingresos provenientes de la generación de energía eléctrica, €/kWh

El parque eólico genera ingresos únicamente mediante la venta del kWh a la compañía distribuidora a un precio pactado de antemano. Con el dinero que así se genera, es necesario cubrir los gastos de operación, y ser capaces de devolver la financiación prestada en el plazo de tiempo establecido, y además cumplir con el coste de inversión que como promotores tengamos establecido.

Como está expuesto en el capítulo de Análisis Jurídico, la Administración a iniciativa privada saca a concurso una zona en el Mar Territorial, de modo que el promotor que presente un proyecto de parque con una producción de potencia mayor y un precio de kWh más razonable, a la vez que tenga viabilidad técnica, será el adjudicatario.

Así, el proyecto se presenta en disposición de analizar cuál es nuestra cifra mínima de kWh para entrar en el concurso, y a partir de la cual no nos interesa ganar el proyecto. Este precio de kWh cubrirá los pagos y devoluciones de préstamos desarrolladas a continuación.

El precio de kWh base tomado es de 0,14 €/kWh (incrementado anualmente con el IPC general para todo del 2% menos un 0,5%, es decir un crecimiento anual del 1,5%). No obstante al final vamos a ilustrar diversos escenarios con variaciones en el kWh y otros más para sacar conclusiones interesantes.

Socio capitalista

Nuestro socio capitalista ha entrado en el proyecto aportando una gran cantidad de dinero, y hemos conseguido que así lo haga mediante un proyecto técnicamente viable, operativo, y además con una rentabilidad determinada: 9 %.

Además el socio capitalista va a formar parte de la empresa promotora en un 50%, de modo que tendrán la mitad de los dividendos, y capacidad plena de decisión aunque no de tomar unilateralmente medidas sobre el parque.

Consideramos que estas dos coyunturas tienen atractivo suficiente para conseguir que el socio capitalista se lance con la promotora a la aventura del offshore en la costa española.

En las tablas financieras se retira directamente la parte contractual del 9 % de la inversión del socio capitalista, como si fuera un préstamo a devolver por la empresa, con las condiciones de sistema francés, 9% de interés anual, y un solo pago. Duración de 20 años.

Faltaría negociar el nivel de participación en la gestión diaria del parque por parte del socio capitalista, así como los campos en que podría ponernos en situación ventajosa a la hora de negociar todos los contratos involucrados. Está claro que una gran empresa multinacional tiene gran fuerza de negociación empresarial.

La empresa promotora del parque

Como hemos introducido en los puntos anteriores, la empresa tendrá la siguiente composición:

- 50% Socio capitalista, que es una gran empresa multinacional del sector energético
- 50% Socios fundadores y humildes autores del presente trabajo

La empresa toma las aportaciones de los socios fundadores y del socio capitalista y acomete este gran proyecto junto con la financiación externa conseguida. Adquiere por tanto unas obligaciones, que son:

- Devolver la financiación externa en las condiciones pactadas
- Devolver la inversión del socio capitalista con un interés del 9%
- Repartir los dividendos generados tras impuestos, reservas y coyunturas circunstanciales en proporción a la composición de la empresa.

Esto ha de llevarse a cabo con la cifra de kWh pactada con la empresa eléctrica distribuidora y con la prima del estado. La cifra tomada como base es de 0,14 €/kWh, y a partir de ahí simularemos unos escenarios.

La empresa en su vida de operación del parque será la personalidad jurídica que contratará con todos los suministradores e ingenierías que componen el proyecto, será la imagen ante Administración pública y mercado energético, y estará gestionada principalmente por los socios fundadores.

Dejamos sin definir el acuerdo a alcanzar para o bien dismantelar el parque pasados los años de explotación o continuar la aventura energético/marina en las condiciones técnicas y operativas que lo hiciesen viable.

Financiación externa – Entidades bancarias

Como hemos introducido al principio, pensamos conseguir una financiación externa por valor de 151 millones de euros.

El crédito que vamos a negociar con los bancos tiene las siguientes características:

- 75,5 M€ en el año 2013
- 75,5 M€ en el año 2014
- Condiciones de ambos préstamos:
- Devolución en 18 años. Los bancos exigen finalización antes de la vida del proyecto.
- Carencia de un año
- Interés del 5% anual, cerrando un Swap en el mercado de futuros para que sea un constate.
- Pagos trimestrales de devolución.

Estas condiciones son bastante ajustadas a la realidad, y para que el banco se lance a la financiación del proyecto nos basamos en los siguientes puntos

- Cash Flow durante la vida del proyecto. La entidad bancaria quiere estar segura de que los pagos se harán sin problemas, y el flujo de caja puede soportarlos. Concretamente esto se visualiza con el ratio cobertura de servicio de la deuda, el cual nos da la proporción entre flujo de caja disponible para el pago de la deuda y el servicio propio de la deuda. Es normal exigir entre un 1,25 y un 1,10. En las figuras posteriores se ilustra este ratio, que nos sale satisfactorio.
- Para asegurar un interés constante en el tiempo reservamos una posición en el mercado de futuros, un swap, para considerar un 5% anual durante toda la vida de operación.
- Partida de Seguros en el Cash Flow de 4 millones anuales de prima. Una amplia cobertura de seguro es fundamental para que los socios e inversores tengan su inversión segura, y más que en otros proyectos debido al componente pionero de esta tecnología.

Esta es la financiación diseñada para el parque, que está íntimamente unida al tipo de sociedad creada, al reparto de responsabilidades, y al cash flow generado.

3. Conclusiones

3.1 Ámbito Técnico.

3.1.1 Consideraciones técnicas y medioambientales.

Los retos tecnológicos son múltiples y desde luego subsanables.

Las soluciones flotantes añaden una serie de efectos que requieren un diseño específico de los aerogeneradores. Durante su estancia en la mar una plataforma semisumergible escora y prima por los efectos del viento, y oscila con el oleaje en mayor o menor medida. Los equipos, engranajes, ejes y acoplamientos de los aerogeneradores se han de diseñar al efecto, al igual que se hacen los equipos de a bordo de los buques y plataformas.

En el mar el recurso es excelente por lo que primará la fiabilidad de la máquina y evitar así los mantenimientos.

Los aerogeneradores bipala podrían ser una solución apropiada y los conceptos de aerogeneradores de eje vertical pueden tener su razón de ser al no concentrar pesos tan elevados a tanta altura.

La elección de turbinas bipala se justifica por la posibilidad de aumentar la velocidad de giro de las turbinas. De esta forma, se consigue reducir el par y por lo tanto, conseguir una estructura más ligera, además de una pala menos.

La repotenciación con máquinas de más de 5MW reducirá el coste del MW instalado ya que un aerogenerador algo mayor no implica plataformas proporcionalmente más grandes. Incluso con un diseño adecuado una misma plataforma podrá servir para aerogeneradores de distintas potencias.

La conexión eléctrica entre los distintos cables del parque y su manipulación en altas profundidades sigue en fase de desarrollo.

Los sistemas de control y de comunicaciones deben ser fiables al 100% para tener totalmente monitorizado el parque y que las operaciones de mantenimiento se puedan realizar con rapidez cuando proceda.

Los costes de instalación del parque se abaratarán en el momento que exista una industria offshore especializada en el país. Desde una perspectiva más global, en la que todavía restan años hasta que la eólica flotante comience a ser una realidad, hay tiempo para adquirir un bagaje en trabajos offshore por las empresas del sector naval nacional, crear el tejido industrial y el know how necesario y de esta forma reducir considerablemente los costes de instalación y O&M.

Una tecnología más madura con una buena planificación de mantenimiento permitiría aumentar el ciclo de vida a 30 años, con la consiguiente mejora de la rentabilidad del parque

Desde el punto de vista medioambiental las turbinas son prácticamente invisibles desde tierra. Casi no hay impacto visual

No hay problemas con la contaminación acústica.

No habrá tantas muertes de aves, lo cual es un problema del parques onshore y offshore en zonas cercanas a la costa.

3.2 Ámbito económico-financiero

Una vez desarrollado todos los costes del proyecto, y la financiación que se necesita (tomando como base el kWh a 140 €/MWh) pasamos a analizar algunos ratios fundamentales a la hora de valorar la inversión. Es importante tener en cuenta que muchos entes nos pedirán esos ratios y datos para valorar si entran o no en el proyecto.

Comenzamos con el análisis con el precio base comentado 140 €/MWh. Las primeras conclusiones que sacamos de tomar este valor son las siguientes:

- Son mayores que las de la eólica onshore que en 2010 ha sido en torno a 70-80 cent€/kWh, pero es una tecnología realmente menos desarrollada, y hemos tomado unos costes muy conservadores. Como comparación, mañana día 23 de septiembre la energía se pagará en el mercado energético a 48,9€/MWh. Es decir, necesitamos una prima de 90 €/MWh para operar de manera rentable.
- Los números obtenidos con la financiación diseñada son muy esperanzadores. Obtenemos resultados interesantes desde el punto de vista empresarial con una tecnología nueva.
- Análisis de la inversión: TIR del 6,0 %, payback de 9 años y Ratio de Cobertura medio de 1,118. Valores positivos de rendimiento de la inversión. Veamos en figuras estos números.

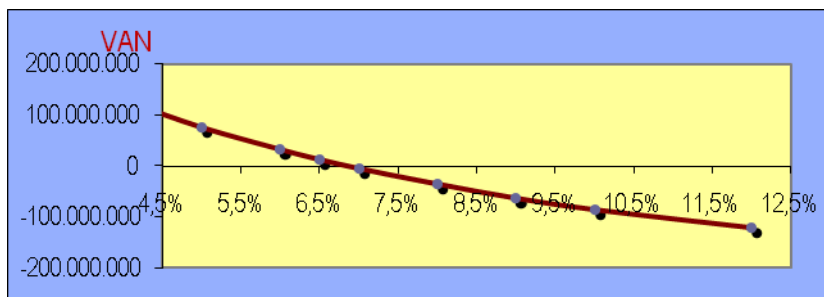


Figura 14. Curva del VAN en función del interés de retorno de la inversión

Se obtiene un TIR del 6,6%. Para una inversión corriente es algo bajo, pero para este tipo de instalación es muy aceptable.

Es de remarcar que con este valor por MWh somos capaces de devolver ampliamente la deuda al banco y de pagar, como empresa, la deuda con el accionista formado por el socio capitalista, e incluso repartir dividendos desde el segundo año.

Para ilustrar esta situación, el Ratio de Cobertura de Servicio ilustra la relación existente entre el cashflow disponible y la cuota de devolución del préstamo al banco. Veamos su evolución año a año.

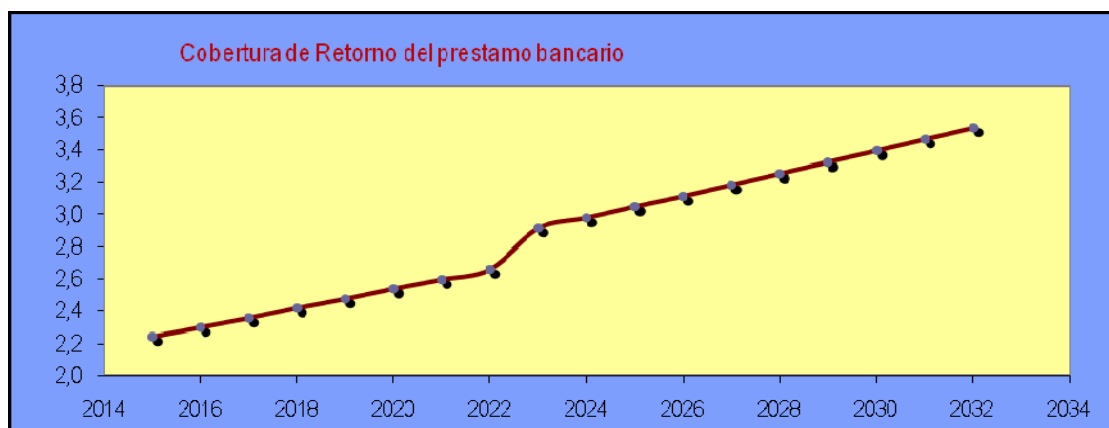


Figura 15. Curva de Cobertura de Retorno de Servicio al Banco

El hecho de que sea mayor que 2 es muy significativo, aunque en esta solo tenemos en cuenta la deuda con los bancos, si también tenemos en cuenta la deuda con el accionista, el ratio tendría la siguiente curva durante la producción del parque.

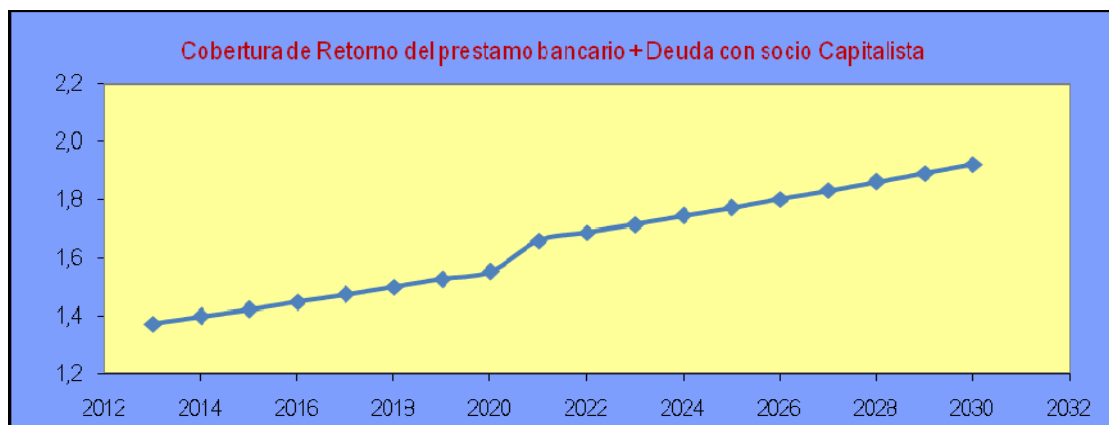


Figura 16. Curva de Cobertura de Retorno de Servicio al Banco y al Socio Capitalista conjuntamente

El valor medio del Ratio de Cobertura de Retorno es de 1,118, el cual indica que la empresa tiene una capacidad del 111,8% de pagar los préstamos del banco y la deuda contraída con el socio capitalista. Se puede esperar un reparto de dividendos medio del 11,8% anual, lo cual es un muy buen número. Una vez más resaltar que este número incluye una reserva del 10% anual y el pago de unas primas de seguro de 4 millones de euros al año. Es decir no se ha escatimado en seguridad para inflar los valores de rentabilidad financiera, todo lo contrario, hemos primado el factor Seguridad, y aun así obtenemos unos valores aceptables.

Pensamos que es mejor así, de cara a conseguir financiación, ya que este proyecto tiene más de estratégico, de inauguración de un mercado, de ser pionero, antes de un proyecto de rentabilidad rápida y alta más propio de un sector desarrollado.

Sensibilidad del parque ante variaciones del precio por kWh

Un tema fundamental es la sensibilidad ante el cambio en la producción del parque eléctrico. Se ha elaborado la gráfica que muestra la variación del TIR con respecto al kWh:

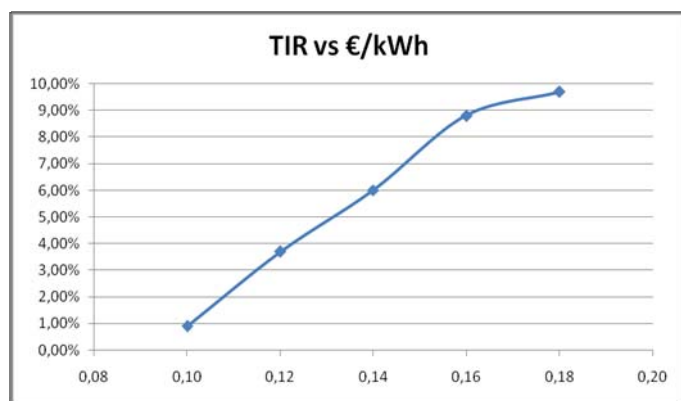


Figura 17. Variación del TIR en función del precio del kWh

El precio del MWh es muy susceptible de cambiar en 20 años. En principio solo varia el IPC menos un 0,5%, pero hay muchas circunstancias que hacen de la energía un sector frágil en España.

- Dependencia energética del exterior
- Volatilidad del precio del crudo y del gas natural
- Situación económica y por tanto, primas del Estado a las energías renovables
- Desarrollo de otras energías que bajen la prima de la eólica offshore

Ante estas variaciones tenemos la curva arriba mostrada y la siguiente tabla.

€/kWh	TIR	Payback	Ratio Medio	Accionista y dividendos
0,18	9,70%	9	3,992	Grandes beneficios desde el año 0
0,16	8,80%	9	3,277	Dividendos desde el año 0
0,14	6%	10	2	Descrito en apartado superior
0,12	3,70%	11	1,878	Deuda accionista bº del 4%
0,10	0,90%	12	1,195	Deuda accionista bº del 0%

Tabla 3.1. Variación de distintos ratios de análisis de inversión en función del precio de kWh

Las conclusiones derivadas de la sensibilidad a la variación del precio por kWh son las siguientes:

1. Por debajo de 100 €/MWh el TIR es negativo y por lo tanto no recuperamos las inversiones. Conseguimos devolver los préstamos de la deuda externa, pero el parque no genera ingresos para cubrir la deuda con el accionista socio capitalista y no genera beneficios.
2. 140 €/MWh es el precio de mejor rendimiento dadas las características financieras requeridas y cumplimos todo lo descrito en cuanto a bancos, socio capitalista y sociedad que genera beneficios.
3. Por encima de 140 €/MWh la situación es muy favorable y por debajo, hasta los 100 €/MWh, tratándose de una inversión estratégica es aceptable según los criterios de inversión.
4. La dependencia de la prima estatal es alta, de aproximadamente 90€/MWh, aunque por debajo del límite superior marcado por el RD 1028/2007 de procedimiento por concurso, en el cual presentamos un precio pactado con la distribuidora + prima del Estado (Gráfica 3.6), y con esa cifra debemos ser rentables durante la vida del parque, con un incremento del IPC-0,5%. Por lo tanto nos presentamos a concurso con 140 €/MWh, y un parque de costes centrados en seguridad y alta calidad tecnológica.

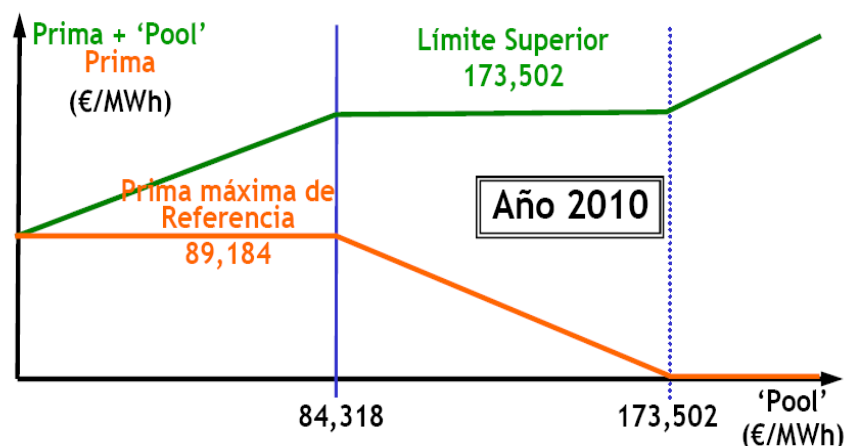


Figura 18. Fuente IDEA CME GT EERR Marinas__23 jun10_ Eólica Marina. JRA

Por último comparar con los costes de otras energías para ver en qué entorno tenemos que competir:

	Producción (GWh)	Costes Fijos		Costes Variables (2)		Coste Total	
		€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €
TOTAL	54.985	18,33	1.007.796	42,83	2.355.104	61,16	3.362.900
<i>Hidráulica (1)</i>	6.822	36,00	245.601	3,00	20.467	39,00	266.068
<i>Ciclo Combinado</i>	18.734	11,73	219.765	56,91	1.066.214	68,64	1.285.979
<i>Carbón</i>	18.392	13,67	251.370	58,16	1.069.766	71,83	1.321.136
<i>Nuclear</i>	11.037	26,37	291.060	18,00	198.658	44,37	489.718

Tabla 3.2. Fuente Comisión Nacional de la Energía, 20 de mayo de 2008

Como se observa en la figura estamos por encima de todas las formas de producción de energía eléctrica “clásicas” en más del doble de costes de producción en general: 140 €/MWh. Esa es la realidad actual y hay que tenerla presente. No obstante somos optimistas en la capacidad de disminución de los costes de producción según vaya madurando la tecnología offshore, y dado el gran recurso viento que tenemos en el mar, pensamos que pagar a ese precio la energía hoy, es invertir en desarrollo futuro y no despilfarrar el presupuesto nacional.

3.3 Conclusiones Globales del proyecto

Las siguientes conclusiones son las que hemos sacado los autores tras analizar el proyecto de forma global e individual en todas sus vertientes:

1. El coste de la energía eólica offshore flotante a grandes profundidades es de 140€/MWh, dando una rentabilidad a la inversión con un TIR del 6,6%. Este coste a día de hoy implica una prima de entorno a 90 €/MWh.
2. La capacidad de desarrollo en este campo es enorme y merece la pena apostar por ella por la razón principal de que existe el recurso viento de gran capacidad energética, cuyas ventajas medioambientales y estratégicas lo hacen de gran interés nacional.
3. Si somos capaces de avanzar en la curva de aprendizaje, pronosticamos una disminución relativa de los costes de instalación y mantenimiento, con un aumento muy grande de la producción eléctrica, es decir una gran disminución del coste por MWh generado.

4. El sistema energético nacional es deficiente actualmente debido a su dependencia del exterior así como la falta de una estrategia definida y decidida a largo plazo. La eólica onshore empieza a estar desarrollada, y por tanto pensamos que es momento de dar el salto a la eólica offshore de gran capacidad de producción. Una apuesta estratégica firme en este sentido, es una apuesta por una energía limpia, de futuro y integradora de un tejido industrial asociado muy positivo para el Estado.
5. El sector marítimo español está preparado para este reto. Es el momento de dejar de ser una península que vive de espaldas al mar y dar prioridad a nuestra gran capacidad marítima.

4. Agradecimientos a empresas y colaboradores.

Análisis financiero, Joseba Echabe, Ingeniero de Caminos, BBVA.

Análisis de Riesgos Financieros, Ignacio Matiaci Cortés, Licenciado Admon. y Dirección de Empresas, Caja Madrid.

Buque de segunda mano y transformación, Pedro Osle, Licenciado en Máquinas Marinas, Astander S.A.

Cables, Germán Pérez Morán, Ingeniero de Telecomunicaciones, Tecnalia.

Joseba López Mendía, Ingeniero en Automática y Electrónica Industrial, Tecnalia.

Contactos de industria auxiliar, Jorge Marijuan Castro, Ingeniero Naval, COAPROA.

Diego Barbó Menéndez, Ingeniero Técnico Industrial, COAPROA.

Aerogeneradores, Javier Villalba, Ingeniero industrial, Iberdrola Renovables.

Costes de certificación del parque, Jorge Dahl, Ingeniero Naval, Det Norske Veritas.

Costes de líneas de fondeo, Jonathan Fernández, Onintze Matías, Vicinay Cadenas S.A.

Desarrollo Técnico, Manuel Moreu, Doctor Ingeniero Naval, SEAPLACE

Gestión marítima y financiera, análisis de anteproyecto, Alfredo Pardo de Santayana, Doctor Ingeniero Naval, IME.

Desarrollo de Ingeniería de las plataformas, Carmen de la Barrera, Ingeniera Naval, Indicade S.A.

Mercado Energético, Teresa Daimiel, Ingeniera Industrial, Red Eléctrica Española.

Planificación, operación y mantenimiento, Ramón López Aguirre, Ingeniero Industrial, CNN(La Naval).

Juan Ignacio Jiménez Jiménez, Ingeniero Naval, CNN(La Naval).

Costes de construcción de las plataformas, Abel Méndez, Ingeniero Naval , Navantia.

Protección catódica, Óscar Rodríguez, Zinetti S.A.

Subestación eléctrica y sistema Scada, Sabino Elorduizapatarietxe, Ingeniero Industrial, Tecnalia.

Bibliografía.

- [1] María Druet Vélez. Análisis gravimétrico de margen occidental de Galicia.(2004). UPM Facultad de Ciencias Geológicas. Departamento de Geodinámica.
- [2] Red de puertos del Estado. Clima medio del oleaje. Boya de Villano
- [3] Álvarez Campana J.Mª *Comportamiento del buque en la mar*. ETSIN. (Oct 2009).
- [4] Ben C. Gerwick . Construction of marine and offshore structures. (1999)
- [5] Cermelli, Roddier, Buso. MINIFLOAT: *A Novel Concept of Minimal Floating Platform for Marginal Field Development*. ISOPE (2004).
- [6] Cermelli, Roddier, Aubault. *Windfloat: A floating foundation for offshore wind turbines Part I, II : Hydrodynamics analysis*. OMAE .(2009).
- [7] *Det Norske Veritas. DNV RP F205. Global Performance Analysis of Deepwater Floating Structures*. (Octubre 2004).
- [8] ETSIN. *Apuntes de la asignatura "Teoría del buque"*. (2006).
- [9] Journée J.M.J., Massie W.W. Offshore Hydromechanics. TU Delft. (2001).
- [10] Newman J.N. Marine hydrodynamics. The MIT Press. (1977).
- [11] S. Chakrabarti. *Handbook of offshore engineering*. (2006).
- [12] O.M.Faltinsen. *Sea loads on ships and offshore structures*. (1990).
- [13] Wayman E.N., Slavounos P.D., Butterfield S., Jonkman J., Musial W. *Coupled dynamic modeling of floating wind turbine system*. MIT & NREL. (Marzo 2006)
- [14] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott. . *Definition of a 5MW reference wind turbine for offshore system development*. NREL . (2009).
- [15] N. Haritos. *Introduction to the Analysis and Design of Offshore Structures*.The University of Melbourne, Australia (2007).
- [16] Computational catenary calculation program. (2005)
- [17] Department of defense of USA. Design: Moorings. (2005)
- [18] DNV-OS-E301. Position Mooring. (Octubre 2008).
- [19] DNV-RP-C205. Environmental condition and environmental loads. (April 2007).
- [20] Instituto hidrodinámico de la marina. Carta náutica nº 413 : de las Islas Sisargas a Cabo Villano.(Edición Junio 2009).
- [21] Jonathan Fernández. Reliability of mooring chains. Vicinay Cadenas S.A. TEKNA conference on DP and mooring of floating offshore units.(2008).
- [22] Vryhof. Mooring manual. (2005).
- [23] Josef Schachner. Power Connections for offshore wind farms. TU Delft.
- [24] María Dolores Estaban Pérez. Propuesta de una metodología para parques eólicos offshore. ETS Ingenieros de Caminos Canales y Puertos. UPM. (2009)
- [25] Sofía Montón. Tecnologías aplicables en parques eólicos marinos. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales.UPM.
- [26] Red Eléctrica Española. Sistema eléctrico del Noroeste Español. (Feb 2010)
- [27] Economía del Sector Marítimo. Diversos autores. IME-Fondo Editorial de Ingeniería Naval
- [28] Informe Complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008. Comisión Nacional de la Energía, 20 de mayo de 2008